



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA DE  
PRODUÇÃO

MATHEUS RAFFAEL FERREIRA SANTOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PROJETO  
GREENFIELD DE GERAÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADA NO MODELO  
DE AUTOPRODUÇÃO PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Recife

2024

MATHEUS RAFFAEL FERREIRA SANTOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PROJETO  
GREENFIELD DE GERAÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADA NO MODELO  
DE AUTOPRODUÇÃO PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Área de concentração: Pesquisa Operacional

Orientador (a): Profa. Dra. Máisa Mendonça Silva

Recife  
2024

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Santos, Matheus Raffael Ferreira.

Análise de Viabilidade Técnico-Econômica Projeto Greenfield de Geração de Energia centralizada no modelo de autoprodução para um sistema fotovoltaico / Matheus Raffael Ferreira Santos.  
- Recife, 2024.

125 f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, 2024.

Orientação: Máisa Mendonça Silva.

MATHEUS RAFFAEL FERREIRA SANTOS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PROJETO  
GREENFIELD DE GERAÇÃO DE ENERGIA CENTRALIZADA NO MODELO  
DE AUTOPRODUÇÃO PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação Profissional em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, Centro Acadêmico de Tecnologia e Geociências como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção. Área de concentração: Pesquisa Operacional

Aprovado em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Maísa Mendonça Silva (Orientadora)  
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

---

Prof. Dr. Marcelo Hazin Alencar (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

---

Prof. Dr. Tarso Vilela Ferreira (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Campina Grande - UFCG

Às minhas filhas Maria Luísa e Maria Eduarda, que são meu combustível diário para me tornar uma pessoa melhor, à minha esposa Brunna Santos, pela paciência e incentivo constante sendo minha base e porto seguro e aos meus pais, pela educação, dedicação, exemplo e apoio incondicional.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que contribuíram de forma significativa para a realização deste estudo e para a conclusão bem-sucedida desta dissertação de mestrado.

Primeiramente, quero expressar minha profunda gratidão a minha orientadora, Profa. Dra. Máisa Mendonça Silva, pela orientação valiosa, apoio constante e *insights* acadêmicos. Quero estender meus agradecimentos à equipe do Programa de Pós-Graduação Profissional em Engenharia de Produção da UFPE, que demonstrou grande paciência e compreensão para que eu conseguisse lidar com as demandas de conciliar a vida acadêmica com a profissional.

À minha família e amigos, que me apoiaram emocionalmente ao longo deste processo, expresso minha profunda gratidão. Seu encorajamento e compreensão foram fundamentais para manter meu ânimo durante os momentos mais desafiadores.

Agradeço aos colegas de classe e de trabalho por compartilharem conhecimento e experiências, criando um ambiente de aprendizado colaborativo. Acredito profundamente que ninguém alcança o sucesso sozinho.

Não posso deixar de agradecer à Elétron Energy por fornecer os recursos necessários para a pesquisa, pela oportunidade de realizar este mestrado e por me desafiar a retirar esse projeto do papel contribuindo significativamente para meu crescimento pessoal e profissional.

Por fim, agradeço a todas as fontes de inspiração, autores e pesquisadores cujas obras foram fundamentais para minha pesquisa.

Este trabalho não teria sido possível sem o apoio de todos vocês. Muito obrigado.

“São as nossas escolhas, mais do que as nossas capacidades, que mostram quem realmente somos”. (ROWLING. J. K., Harry Potter, and the Chamber of Secrets.).

## RESUMO

A dissertação de mestrado intitulada "Viabilidade Técnico-Econômica de Projeto de Geração Fotovoltaico no Modelo de Autoprodução" analisa a viabilidade de um projeto de geração de energia solar fotovoltaica no Complexo Fotovoltaico Ibimirim, em Pernambuco. O complexo, composto por nove usinas com até 5 MW de potência nominal, utiliza um modelo de autoprodução por arrendamento.

A pesquisa inclui uma análise das condições técnicas e regulatórias, abordando projeto, instalação e operação. A análise econômica abrange custos de investimento, operacionais e projeções financeiras. As usinas são isentas de outorgas prévias da ANEEL e beneficiam de tarifação reduzida por serem classificadas como centrais geradoras com capacidade reduzida (CGCR).

Os resultados demonstram a viabilidade técnica e econômica do projeto, com avanços tecnológicos e um sólido potencial de retorno sobre o investimento, apresentando taxa interna de retorno superior e VPL positivo em todos os cenários analisados.

A dissertação contribui para o conhecimento em energia renovável, oferecendo orientações valiosas para investidores e tomadores de decisão em projetos de energia solar fotovoltaica.

**Palavras-chave:** projetos greenfield; geração de energia; usina solar fotovoltaica; viabilidade econômico-financeira; energia; autoprodução de energia;

## ABSTRACT

The master's thesis titled "Technical-Economic Feasibility of a Photovoltaic Generation Project in the Self-Production Model" analyzes the feasibility of a solar photovoltaic energy generation project at the Ibimirim Photovoltaic Complex in Pernambuco. The complex, composed of nine plants with up to 5 MW of nominal power, uses a self-production model through leasing.

The research includes an analysis of technical and regulatory conditions, covering project design, installation, and operation. The economic analysis encompasses investment costs, operational costs, and financial projections. The plants are exempt from prior ANEEL grants and benefit from reduced tariffs due to their classification as small generation centers (CGCR).

The results demonstrate the technical and economic feasibility of the project, with technological advances and a solid potential for return on investment, showing a superior internal rate of return and a positive NPV in all analyzed scenarios.

The thesis contributes to the knowledge in renewable energy, offering valuable guidance for investors and decision-makers interested in solar photovoltaic energy projects.

**Keywords:** greenfield projects; energy generation; photovoltaic solar power plant; economic and financial feasibility; energy; energy self-production.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Visão geral do modelo RE-SEB com o papel de seus agentes.....	35
Figura 2 - Gráfico de consumo de energia de 1990 a 2012.....	36
Figura 3 - Gráfico da queda do consumo devido ao racionamento de 2001...37	37
Figura 4 - Histórico do PLD de janeiro/2001 a janeiro/2003 .....	38
Figura 5 - Agentes do Sistema Elétrico Brasileiro.....	41
Figura 6 - Sistema Interligado Nacional (SIN).....	50
Figura 7 - Ativos do Complexo Fotovoltaico Ibimirim (CSI).....	59
Figura 8 - Trajeto de Recife ao Complexo Solar Ibimirim (CSI) .....	60
Figura 9 - Layout básico do Complexo Solar Ibimirim.....	61
Figura 10 - Diagrama unifilar Complexo Solar Ibimirim .....	62
Figura 11 - Atividades a serem desenvolvidas das fases do projeto .....	63
Figura 12 – Parecer Técnico de Modalidade de Operação – CSI.....	70
Figura 13 – Orçamentos de geração centralizada solar fotovoltaica .....	72
Figura 14 – Comparativo custos CSI x média dos projetos de GC EPE.....	73
Figura 15 – Evolução do Capex dos projetos de geração solar fotovoltaica...74	74
Figura 16 - Evolução dos valores de O & M da fonte solar fotovoltaica.....	77
Figura 17 - Histórico da taxa de venda da NTN-B com vencimento em 2026 e 2030 e da parcela fixa da TLP.....	81
Figura 18 - Contratações Infraestrutura FNE .....	83
Figura 19 - Principais marcos para obtenção do financiamento junto ao BNB .....	84
Figura 20 - Períodos de riscos de um projeto .....	86
Figura 21 - Preço médio energia solar FV comercializada em leilões ACR....	87
Figura 22 - Redução do valor do PLD 2020 a 2022.....	89
Figura 23 - Geração de energia 2021 .....	90
Figura 24 – Curva Forward DCIDE de 2021 a 2023 .....	90
Figura 25 - Comparativo entre os custos ACL x APE .....	93
Figura 26 - Modelo Consolidado CSI.....	101
Figura 27 - Aba dos custos operacionais.....	103
Figura 28 - Aba do cálculo do regime tributário .....	104

Figura 29 - Representação da distribuição normal de valores de P50 e P90

..... 105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais empresas de energia criadas pelo poder público de 1940 a 1970 .....	30
Tabela 2 - Principais distribuidoras privatizadas de 1990 a 2006 .....	32
Tabela 3 - Artigos - Clarivates Web of Science .....	46
Tabela 4 - Características do empreendimento de geração solar FV .....	60
Tabela 5 - irradiação horizontal global mensal do site .....	64
Tabela 6 – Produção de energia considerando as perdas resultantes .....	65
Tabela 7 - Comparativo de módulos utilizados versus módulos comprados ..	66
Tabela 8 - Comparativo de inversores utilizados versus módulos comprados	66
Tabela 9 - Estimativa de produção de energia para primeiro ano –x Estudo Energia Consultoria x Modelo financeiro .....	67
Tabela 10 - Condições de financiamento BNB .....	84
Tabela 11 - Comparativo de preços de PPAs do CSI com alternativas de Mercado .....	95
Tabela 12 - Percentual de ganho frente as opções de comercialização de Mercado .....	95
Tabela 13 - Premissas adotadas no modelo financeiro para o cálculo dos indicadores .....	107
Tabela 14 – Principais indicadores financeiros do CSI cenários P50 e P90.	107
Tabela 15 - Retornos esperados por setores de infraestrutura em mercados desenvolvidos.....	108
Tabela 16 - Retornos esperados para o CSI alavancado .....	109
Tabela 17 - Margem EBITDA e ICSD do CSI .....	109
Tabela 18 - Premissas complementares de cálculo do DCF .....	111
Tabela 19 - Itens que compõem os fluxos de caixa para o DCF .....	111



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>18</b>
<b>1.1</b>	<b>DESCRIÇÃO DO PROBLEMA</b>	<b>23</b>
<b>1.2</b>	<b>JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA</b>	<b>24</b>
<b>1.3</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>27</b>
1.3.1	Objetivos Geral	27
1.3.2	Objetivos Específicos	27
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>29</b>
<b>2.1</b>	<b>BREVE HISTÓRICO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB)</b>	<b>29</b>
2.1.1	O Novo Modelo do Setor Elétrico – “A reforma da reforma”	35
<b>2.2</b>	<b>AGENTES DO SETOR ELÉTRICO</b>	<b>41</b>
2.2.1	Geradores	41
2.2.2	Distribuidores	42
2.2.3	Transmissores	42
2.2.4	Comercializadores	42
2.2.5	Consumidores	43
	Os consumidores no geral podem ser divididos em 3 grupos:	43
2.2.5.1	Cativo	43
2.2.5.2	Livre	43
2.2.5.3	Especial	43
<b>2.3</b>	<b>GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA FONTE SOLAR FOTVOLTAICA</b>	<b>44</b>
2.3.1	Autorização para exploração de geração de energia elétrica	44
2.3.2	Regimes de exploração	45
2.3.2.1	Produtor independente de energia (PIE)	45
2.3.2.2	Autoprodutor de energia (APE)	45
2.3.3	Acesso ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica	45

2.3.3.1	Desconto na TUSD e TUST	46
<b>2.4</b>	<b>Revisão da Literatura</b>	<b>46</b>
<b>3</b>	<b>COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>49</b>
<b>3.1</b>	<b>Sistema Interligado Nacional (SIN)</b>	<b>49</b>
<b>3.2</b>	<b>Ambiente de Contratação Regulado (ACR)</b>	<b>50</b>
<b>3.3</b>	<b>Ambiente de Contratação Livre (ACL)</b>	<b>51</b>
<b>3.4</b>	<b>Mercado de Curto Prazo (MCP)</b>	<b>51</b>
3.4.1	Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	52
<b>4</b>	<b>DIRETRIZES DO PROCESSO DE IMPLANTAÇÃO DE USINAS FOTVOLTAICAS</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>Diretrizes técnicas</b>	<b>53</b>
<b>4.2</b>	<b>Diretrizes Socioambientais</b>	<b>54</b>
<b>4.3</b>	<b>Etapas do Processo de Implantação de Usinas Fotovoltaicas</b>	<b>55</b>
<b>4.4</b>	<b>Pontos de Atenção</b>	<b>57</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO – COMPLEXO SOLAR IBIMIRIM (CSI)</b>	<b>58</b>
<b>5.1</b>	<b>OBJETIVO E DESCRIÇÃO DO PROJETO</b>	<b>58</b>
<b>5.2</b>	<b>ETAPAS DO DESENVOLVIMENTO DO CSI</b>	<b>62</b>
5.2.1	Configuração do Empreendimento	63
5.2.2	Estudos de Irradiação Solar e da Produção Anual Energética	63
5.2.2.1	Dados de Irradiação	64
5.2.2.2	Estudo de Produção de Energia	64
<b>5.3</b>	<b>ASPECTOS REGULATÓRIOS E ADMINISTRATIVOS DO CSI</b>	<b>67</b>
5.3.1	ANEEL/EPE/MME	67
5.3.2	TUST/TUSD	68
		15

5.3.3	Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	69
5.3.4	Conexão	70
5.3.4.1	CCEE	71
<b>5.4</b>	<b>ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL (CAPEX)</b>	<b>71</b>
<b>5.5</b>	<b>OPEX – Operação e Manutenção (O&amp;M)</b>	<b>75</b>
<b>5.6</b>	<b>ESTRATÉGIA DE FUNDING</b>	<b>77</b>
5.6.1	Modalidades de financiamento	78
5.6.1.1	Financiamento corporativo ( <i>Corporate Finance</i> )	78
5.6.1.2	Financiamento do Projeto ( <i>Project Finance</i> )	78
5.6.2	Contexto e oferta de crédito	80
5.6.3	Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE)	82
5.6.4	Condições de financiamentos aprovadas para o Complexo Solar Ibimirim	83
5.6.5	Emissão das garantias – Fiança Bancária	85
5.6.5.1	Garantias por fases do projeto solar fotovoltaico	85
<b>5.7</b>	<b>ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO</b>	<b>87</b>
5.7.1	Crise Hídrica de 2021	88
5.7.2	Alternativa de comercialização de energia para o CSI no ACL através do modelo de Autoprodução (APE).	91
5.7.2.1	Autoprodutor de Energia Elétrica (APE)	92
5.7.2.1.1	Tipos de APE	92
5.7.2.1.2	Encargos	93
5.7.2.1.3	Modelos Societários	96
<b>5.8</b>	<b>VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO COMPLEXO SOLAR IBIMIRIM</b>	<b>97</b>
5.8.1	Metodologias clássicas	97
5.8.1.1	Análise econômico-financeira	97
5.8.2	Métricas para análise de viabilidade	98
5.8.3	Modelo econômico-financeiro do CSI	100
5.8.4	Principais resultados do modelo econômico-financeiro	106

5.8.4.1	VPL, TIR, MOIC e Payback Simples para o CSI	107
5.8.4.2	Margem EBITIDA e ICSD	109
5.8.4.3	Fluxo de caixa descontado (DCF)	110
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>113</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>115</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo os dados do Balanço Energético Nacional de 2023 (BEN), a matriz energética brasileira, é uma das mais renováveis do mundo, com cerca de 47,4% de sua produção de energia proveniente de fontes renováveis valor bem superior à média global que é de apenas 14%.

Apesar da expansão e diversificação da matriz elétrica nacional ao longo dos anos, a dependência pela fonte hídrica ainda é predominante devido às características geográficas e climáticas do país onde a energia hidráulica representou cerca de 61,9% da geração total de energia em 2022, de acordo com o BEN 2023. Contudo, a geração de energia através de fonte solar fotovoltaica vem se consolidando como um dos principais vetores de desenvolvimento econômico e sustentável do setor elétrico mundial. Segundo a *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, na última década, observou-se um crescimento vertiginoso da capacidade instalada mundial saindo de 72 GW em 2011 para 843 GW em 2021, energia suficiente para abastecer cerca de 337 milhões de residências (IRENA, Renewable Capacity Statistics, 2021).

A evolução da tecnologia aliada ao aumento da competitividade entre os *players* envolvidos na cadeia produtiva de equipamentos de geração fotovoltaica fomentou um ambiente propício a um maior deslocamento de investimentos dos setores públicos e privados nas mais diversas aplicações com destaque em mini e microgeração (MMGD), para usinas de pequeno e médio portes, e, para sistemas de grande porte evidenciam-se os projetos de geração centralizada (GC).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), desde 2012 até o momento a fonte solar já criou mais de 960,5 mil postos de trabalho espalhados por todo o país, movimentando mais de R\$ 155,6 bilhões em investimentos, arrecadando cerca de R\$ 45,1 bilhões em tributos e evitando a emissão de mais de 40,6 milhões de toneladas de gás carbônico para atmosfera. Segundo a entidade, os novos investimentos privados previstos para 2023, poderão ultrapassar o valor de R\$ 30 bilhões gerando mais de 200 mil novos empregos demonstrando o apetite da iniciativa privada nesse setor.

Nesse contexto o Brasil desfruta de uma condição privilegiada em relação a maioria dos países do mundo quanto à disponibilidade de fontes energéticas

renováveis e seu potencial sendo que de forma exemplar 80% da sua matriz elétrica já é formada por fontes renováveis. (SIMOES M, ROBERTO J, 2021). Com uma extensa dimensão territorial, clima favorável na maioria das regiões e abundância de áreas com grande capacidade de incidência de irradiação solar o Brasil vem se consolidando sua posição de destaque no cenário mundial onde se tornará nos próximos anos um dos maiores produtores de energia fotovoltaica do mundo.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 que indica as perspectivas do setor de energia para os próximos 10 anos (2022 a 2031) dentro de uma visão integrada entre os recursos energéticos disponíveis no país, a fonte fotovoltaica será responsável por cerca de 16,46% da capacidade instalada na matriz energética nacional equivalente a mais de 45 GW apresentando um crescimento de aproximadamente 300% em relação ao ano de 2021 (PDE, EPE, 2021).

Além disso, um dos maiores desafios desse século são os impactos das mudanças climáticas o que levou os países signatários da Organização das Nações Unidas (ONU) a aprovarem, em 2015, o Acordo de Paris com o intuito de restringir o aumento médio da temperatura global a 1,5°C. (ROCHEDO, P.R.R., SOARES-FILHO, B., SCHAFFER, R. et al, 2018). Contudo, os planos atuais estão lamentavelmente distantes do objetivo de limitar o aquecimento global a 1,5°C. Com base nas políticas energéticas governamentais existentes, incluindo a primeira rodada das Contribuições Determinadas Nacionalmente (NDCs) sob o Acordo de Paris, as medidas implementadas parecem ser apenas suficientes para estabilizar as emissões globais e, no máximo, causar uma pequena queda até 2050. (IRENA, 2021)

Apesar de haver uma clara evidência das mudanças climáticas causadas pelo ser humano e um amplo apoio ao Acordo de Paris, bem como uma crescente adoção de opções energéticas limpas, econômicas e sustentáveis, as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à energia ainda apresentam um aumento médio anual de 1,3% entre 2014 e 2019. Esse cenário é preocupante, pois indica que mais ações decisivas são necessárias para reverter a tendência atual e alcançar metas mais ambiciosas de redução das emissões de gases de efeito estufa onde o setor energético terá um papel primordial a desempenhar. (IRENA, 2021)

Na última COP26, o Brasil divulgou a sua nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), comprometendo-se a reduzir em 43% suas emissões até 2030, tendo como base as emissões totais de 2005.

Esse contexto tem grande impacto sobre o setor elétrico onde a necessidade de redução das emissões cria oportunidades para a ampliação da geração renovável através de investimentos públicos e privados com políticas de *Environmental, Social and Governance (ESG)* criando cada vez mais espaço para energia solar que além de ser sustentável e renovável, sua construção, instalação, operação e manutenção é menos complexa quando comparada com as demais renováveis. (DIAS, R. A, 2020).

Considerando que o Brasil é um dos países com a tarifa de energia mais cara do mundo, segundo os dados da Agência Internacional de Energia (IEA) de 2018, o país ocupa a 2ª posição no ranking, ficando atrás somente da Alemanha. Esse fato aliado a evolução da tecnologia de geração fotovoltaica abre a oportunidade para os empreendedores aproveitarem esse ambiente de negócios investindo em parques de geração de energia renovável criando soluções para os consumidores de energia que não possuem o apetite de investir nesse tipo de negócio.

O mercado de energia no Brasil está em constante transformação sendo dividido basicamente em dois ambientes denominados Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou Mercado Cativo e Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre. Antes de detalhar os ambientes de contratação é importante entender a diferença básica entre os agentes que são responsáveis pelo setor elétrico brasileiro, assim os geradores de energia são responsáveis pela produção da energia, os transmissores são responsáveis pelo transporte dessa energia em longas distâncias, e os distribuidores são responsáveis por levá-la, em baixas tensões, de maneira capilarizada, até todos os consumidores como residências, comércios e indústrias grandes porte.

Isto posto, no ACR, todos os serviços referentes ao fornecimento de energia são realizados pela distribuidora ou concessionária de energia e fazem parte desse ambiente todos os consumidores de energia independente do porte sendo denominados consumidores cativos. Já no ACL, o consumidor precisará preencher alguns requisitos mínimos como estar conectado em alta tensão e ter uma demanda contratada maior ou igual a 500 kW sendo os participantes desse mercado chamados de consumidores livres. Antes de janeiro de 2023, os consumidores com demanda contratada entre 500 kW e menor ou igual a 1.000 kW, eram denominados consumidores especiais e poderiam adquirir energia somente de fontes especiais, ou seja, fontes de energia renovável como eólica, solar, biomassa e pequenas centrais

hidrelétricas (PCHs).

Como o ACL está em constante aperfeiçoamento e a portaria nº 465 do Ministério de Minas e Energia (MME), de 12/12/2019, estabeleceu o cronograma para que consumidores de Alta Tensão (AT), com carga igual ou superior a 500kW, pudessem negociar energia com fornecedores independentes, extinguindo assim a figura do consumidor especial. O cronograma foi realizado da seguinte forma: a partir de 01/01/2021, consumidores com carga igual ou superior a 1.500kW; a partir de 01/01/2022, consumidores com carga igual ou superior a 1.000kW; e a partir de 01/01/2023, consumidores com carga igual ou superior a 500kW, todos independentemente do nível de tensão.

A comercialização de energia elétrica depende se o consumidor está inserido no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR é o mercado na qual as distribuidoras de energia elétrica contratam energia para seus consumidores que tem os custos destes contratos repassados como parcela da chamada Tarifa de Energia (TE). A TE, por sua vez é uma componente da Tarifa da Distribuidora junto com a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) onde o consumidor remunera a distribuidora devido ao uso da rede e pelos serviços prestados por ela. Já o consumidor livre obtém seus contratos de forma bilateral com geradores ou comercializadoras, sem intermediação das distribuidoras efetuando somente o pagamento do serviço pelo uso da rede para a distribuidora local através da TUSD devido a característica de monopólio natural desse tipo de serviço. (SILVA, E. D. B, 2020)

A competência para exploração dos serviços de energia elétrica, conforme estabelecido no art. 21, XII, "b" da Constituição da República, é atribuída à União, por meio de autorização, permissão ou concessão. Segundo Marçal Justen Filho, tais serviços não devem ser prestados em regime de monopólio, seja estatal ou privado, devido às condições técnicas e econômicas plenamente viáveis para sua oferta competitiva (JUSTEN FILHO, 2014, p. 749-750). Portanto, esses serviços públicos não são exclusivos do Estado.

Essa mudança foi implementada a partir da década de 90, como parte da necessidade de reestruturação do setor elétrico, que incluiu a privatização de empresas estatais e a introdução da concorrência na prestação de serviços públicos, juntamente com a desverticalização do mercado. A Lei n. 9.074 foi um marco nessa

reestruturação, ao estabelecer a competição e a concorrência nas atividades de geração e comercialização de energia, ao mesmo tempo em que manteve a distribuição e a transmissão como monopólio natural, segmentando as diversas atividades da cadeia econômica. (BACELLAR, R. B; GONÇALVES. O. O, 2021).

Desse modo, o consumidor livre tem a responsabilidade de negociar diretamente com os fornecedores de energia o preço que ele pagará por esse insumo. Sendo assim, o preço da energia elétrica no Brasil tem uma alta volatilidade ao longo do tempo devido as características da matriz energética devido a predominância da energia hídrica. Assim, os principais fatores que influenciam nos preços de energia são os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e as condições climatológicas que influenciam no regime de chuvas para manutenção desses reservatórios. Portanto, o consumidor livre tem o desafio de desenvolver estratégias para otimizar esse processo de compra e se proteger da volatilidade de mercado trazendo previsibilidade de preços e segurança energética para o seu negócio.

Uma das estratégias que pode ser utilizada para o consumidor livre se proteger da volatilidade do mercado é o investimento em geração para o seu próprio consumo onde esse consumidor passará a ser denominado autoprodutor de energia. De acordo com a Lei nº 9.074/1995, autoprodutor é o agente titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Este trabalho visa descrever o funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro, comercialização de energia elétrica, principais conceitos e indicadores na construção de uma usina fotovoltaica centralizada para comercialização da energia gerada no mercado livre através de projetos *greenfield*, considerando os aspectos de sua viabilidade financeira, o enquadramento regulatório e, por fim, analisar os indicadores econômicos clássicos de projeto de infraestrutura adaptando essa metodologia a projetos greenfield de geração fotovoltaica com o intuito de dar mais segurança ao investidor do projeto.

## 1.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Segundo Casarotto Filho e Kopittkle (2020), o ato de investir consiste em abdicar a um consumo presente em detrimento de expectativa de um retorno satisfatório no futuro. O objetivo imediatista de se investir buscando somente o lucro, atualmente, é considerado ultrapassado, uma vez que com o advento dos conceitos da Administração Moderna e Planejamento Estratégico, as empresas passaram uma filosofia visando o longo prazo substituindo o “lucro imediato” pelo máximo ganho em determinado horizonte de análise.

Conforme Palepu, Healy e Bernard (2004), pode-se dividir em quatro etapas, o detalhamento de uma análise financeira: (i) análise estratégica do negócio com o intuito de compreender o nível de competitividade da empresa no mercado em que se insere, seus pontos fortes e fracos; (ii) análise contábil objetivando mensurar a eficácia da estratégia e operação da empresa por meio das performances passadas; (iii) análise financeira para apreciar índices e geração de fluxo de caixa da operação; (iv) análises de perspectivas visando determinar previsões adequados de desempenho futuro do negócio e atribuir seu valor.

Se tratando de projetos *Greenfield*, a maior desafio está em se fazer uma análise baseada em projeções, uma vez que não é possível fazer um estudo contábil e financeiro do histórico do projeto. Portanto, passa a ser crucial uma análise criteriosa dos empreendedores responsáveis pelo projeto juntamente com a equipe de executivos que terão a incumbência de conduzir o projeto da sua construção até a fase de operação. (RUIZ, et al, 2021).

Observa-se que a tradução literal de *greenfield* remete a um “campo verde”, um pasto, ou seja, uma área inexplorada fazendo alusão a um projeto que é realizado a partir do zero. Naturalmente, o projeto *greenfield*, está mais suscetível a riscos e incertezas, por se tratar de um empreendimento totalmente novo, em um ambiente que ainda não sofreu interferência e com pouca ou nenhuma infraestrutura física demandando do empreendedor um maior montante de recursos financeiros e tempo. (OLIVEIRA, P G, 2019)

Isto posto, é claro que a análise desse tipo de projeto não é trivial e envolve um conjunto de especificidades como localização, recurso solar, aspectos tecnológicos, logísticos, operacionais, ambientais, regulatórios, legislativos, financeiros e dentre outros. (RUIZ, et al, 2021).

Portanto, o intuito desta dissertação é propor uma metodologia complementar para análise de projetos *greenfield* de geração centralizada (GC) de energia elétrica através de arranjos contratuais na modalidade de autoprodução a partir da fonte solar fotovoltaica fazendo de metodologias clássicas de análise econômico-financeira.

## 1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

As mudanças climáticas são consideradas um dos maiores desafios do século XXI, principalmente, devido ao efeito gerado pelo aquecimento global traz consequências catastróficas ao planeta impactando diretamente o modo de vida das populações, afetando a fauna, a flora e causando a extinção de diversas espécies. (VICENTE, 2016).

O *Renewable Power Generation Costs in 2021* reforça o papel crítico desempenhado pelas energias renováveis de custo competitivo no enfrentamento das emergências energéticas e climáticas que estamos vivenciando. Essas fontes de energia são fundamentais para acelerar a transição em direção ao limite de aquecimento global de 1,5°C, estabelecido pelas metas do Acordo de Paris. Destacam-se ainda a energia solar e eólica, com seus prazos relativamente curtos de projeto, representam planos vitais nos esforços dos países para reduzir rapidamente e, eventualmente, eliminar os combustíveis fósseis e limitar os danos macroeconômicos que causam na busca de zero emissões líquidas. (IRENA, 2021)

De acordo com o *World Energy Outlook (2021)*, fontes de energia renováveis terão um papel de grande relevância na expansão da produção de energia elétrica na próxima década estimando sendo responsáveis por cerca de 80% do crescimento com a fonte solar assumindo um papel de protagonismo. Segundo a International Energy Agency (IEA) o uso mundial de energia solar fotovoltaica poderá atingir a marca de

30% em 2022, principalmente, devido aos países com maior capacidade instalada como China, Alemanha, Japão e Estados Unidos. Analisando o cenário nacional, a agência indicou que o Brasil entrou no rol dos 20 países líderes em capacidade instalada de energia solar no mundo.

Até o final de 2021, mais de 843 GW de sistemas solares fotovoltaicos foram instalados em todo o mundo. Isso representou um crescimento de quase 21 vezes para a tecnologia desde 2010. Cerca de 133 GW de sistemas recém-instalados foram comissionados apenas durante 2021 (13% a mais que em 2020). Essas novas adições de capacidade foram as mais altas entre todas as tecnologias de energia renovável desse ano. (IRENA, 2022).

A queda nos custos dos módulos fotovoltaicos solares tem sido um fator importante para impulsionar a competitividade dessa tecnologia. Entre 2009 e 2021, os preços dos módulos de silício cristalino caíram drasticamente, chegando a uma redução média de cerca de 92%. Embora tenha havido um pequeno aumento nos preços entre 2020 e 2021, a tendência geral continua sendo de redução de custos ao longo do tempo, tornando a energia solar uma opção mais viável e atraente para a transição para fontes de energia renovável. Essa reversão de tendência foi impulsionada por interrupções na cadeia de suprimentos durante 2020 e 2021, principalmente devido ao COVID-19. Contudo, entre dezembro de 2009 a dezembro 2021, os preços dos módulos fotovoltaicos de silício diminuíram entre 88% e 95%. (IRENA, 2022).

Assim, com base nesse contexto, olhando sob a ótica do investidor, a fonte solar se credencia como uma forte candidata a receber investimentos, agregando uma série de características que proporcionam ao empreendedor maior segurança na hora de investir. Essa confiança é evidenciada pela trajetória de empresas consolidadas no mercado energético, como a Elétron Energy.

A Elétron Energy nasceu em 2012 como consultora em migração no Mercado Livre de Energia. Com o crescimento natural da empresa, o mercado de comercialização de energia se tornou uma oportunidade, levando à inauguração de sua primeira filial em 2014, em São Paulo. Atualmente, a Elétron Energy comercializa 1.900 MWm mensalmente, gerencia mais de 1.100 unidades de consumo e opera 86 usinas fotovoltaicas espalhadas pelo país, além de 3 centrais hidrelétricas e uma

inovadora plataforma de energia por assinatura para consumidores residenciais e comércios de pequeno porte.

Com sede em Recife e 8 filiais distribuídas em várias regiões do Brasil, o Grupo Elétron Energy é formado por diversas empresas que, em conjunto, atendem consumidores de diferentes regiões do país. Em 2019, a Companhia passou por um processo de private equity, tornando-se uma investida do FIP Vocatus Multiestratégia, gerido pelo Alathon Group. A consolidação da empresa no mercado é refletida por seu faturamento de R\$ 3,2 bilhões em 2022, posicionando-a como a maior empresa de soluções energéticas independente do Norte/Nordeste (Elétron Energy, 2023).

A importância acadêmica desta pesquisa está baseada em dois pilares: o teórico e o prático. Do ponto de vista teórico a pesquisa reúne de maneira estruturada e sistemática uma variedade de variáveis, regras, normas, concepção do projeto e legislações que influenciam a forma como os projetos de *greenfield* podem ser estruturados para a comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL). Já no contexto prático contribui para validação de um modelo de negócio para a Companhia, uma vez que a empresa poderá introduzir mais uma solução em seu portfólio de serviços agregando valor aos seus clientes, aumento de suas vendas e consequentemente aumento da sua receita.

A pesquisa é crucial para a Companhia, pois valida a solução nos aspectos regulatórios e econômicos, aplica o conhecimento adquirido em mais de 10 anos de atuação, demonstra inovação, agrega valor ao mercado e aos clientes, fortalece a posição competitiva da empresa e assegura à direção que os recursos estão sendo bem utilizados.

O Complexo Solar tem um investimento previsto de cerca de R\$ 220 milhões sendo o primeiro projeto exclusivo da Companhia com características de geração centralizada.

Sob a ótica social e sustentável, a pesquisa beneficia a economia em geral, uma vez que vários setores da economia serão atendidos, já que a construção de um parque fotovoltaico relaciona diversas áreas como: fundiário, topografia, projetos, engenharia e outros. Além disso, o investimento em geração de energia limpa e

renovável, contribui para ajudar em um dos maiores desafios da sociedade moderna que é redução dos gases do efeito estufa.

### **1.3 OBJETIVOS**

A seguir serão apresentados os objetivos geral e específico desta dissertação.

#### **1.3.1 Objetivos Geral**

O objetivo geral desta dissertação é apresentar uma proposta de modelo de tomada de decisão de investimento em usina de geração fotovoltaica centralizada através de um arranjo contratual no modelo de autoprodução utilizando a metodologia clássica de análise econômico-financeira.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Analisar os requisitos técnicos e regulamentares para a implementação de uma usina de geração fotovoltaica centralizada no modelo de autoprodução.

Propor um arranjo contratual detalhado para a autoprodução de energia fotovoltaica, destacando as responsabilidades e benefícios para as partes envolvidas.

Utilizar a metodologia clássica para calcular e analisar os principais indicadores econômico-financeiros do projeto, incluindo VPL, TIR, TIRa, Payback Simples e ICSD.

Conduzir uma análise de sensibilidade para avaliar como variações nos principais parâmetros (custos, receitas, taxas de desconto etc.) afetam a viabilidade do projeto.

Identificar e avaliar os principais riscos e benefícios associados ao investimento em uma usina de geração fotovoltaica centralizada no modelo de autoprodução.

Elaborar recomendações práticas para investidores com base nos resultados da análise econômico-financeira e na avaliação dos riscos e benefícios.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA**

### **2.1 BREVE HISTÓRICO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB)**

Ao final do século XIX, a eletricidade tinha uma participação inexpressiva como fonte de energia no país, devido à predominância da atividade econômica agrária. No entanto, no início do século XX, com o desenvolvimento das cidades de Rio de Janeiro e São Paulo, houve um aumento significativo nos investimentos de capitais estrangeiros para a instalação de companhias de energia elétrica. Esses investimentos foram fundamentais para impulsionar o crescimento e a expansão do setor elétrico no Brasil. (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

A partir de 1920, com a economia voltada para a industrialização, o número de usinas hidrelétricas começou a ter um constante crescimento. Elas, por sua vez, estavam geralmente associadas às regiões de atividade industrial ou a locais definidos por concessão municipal. Até a década de 30, a presença do estado em tal paradigma era limitada apenas a conferir autorizações para seu funcionamento. Logo, estados e municípios gozavam de autonomia para estabelecer contratos e autorizações para as empresas privadas de energia. (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

Em 1934, foi promulgado o Código das Águas, o qual atribuiu à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento de energia hidráulica, bem como outras fontes, para efeito de aproveitamento industrial. Com isso, todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da união. Criou-se, em 1939, o Conselho Nacional das Águas (CNAE), a fim de sanar os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas referentes à indústria de energia elétrica do país. (VEIGA & FONSECA, 2002)

Após a Segunda Guerra Mundial, a urbanização e o êxodo rural aumentaram a demanda por energia elétrica no Brasil, levando ao racionamento nas principais capitais. Esse crescimento da demanda superou os parâmetros históricos, exigindo investimentos em novas usinas hidrelétricas. A urbanização e o crescimento populacional nas cidades intensificaram a necessidade de expansão da capacidade de geração de energia (VEIGA & FONSECA, 2002).

Durante a década de 1950, muitos estados brasileiros criaram empresas estatais de energia elétrica, assumindo o controle de empresas anteriormente estrangeiras, resultando em um sistema elétrico mais centralizado e baseado em empresas estatais. Em nível federal, destacam-se Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF); em nível estadual, incluem-se Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Em 1957, o governo federal criou a central elétrica de Furnas para atender a região sudeste, e em 1961, inaugurou a Hidrelétrica do Vale do Paraíba (ALBUQUERQUE, 2008).

Tabela 1 – Principais empresas de energia criadas pelo poder público de 1940 a 1970

<b>ANO</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>SIGLA</b>
1943	Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
1945	Empresa Fluminense de Energia Elétrica	EFE
1945	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	CHESF
1952	Centrais Elétricas de Minas Gerais	CEMIG
1953	Usinas Elétricas do Parapanema	USELPA
1954	Companhia Paranaense de Energia Elétrica	COPEL
1955	Centrais Elétricas de Santa Catarina	CELESC
1955	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo	CHERP
1955	Centrais Elétricas de Goiás	CELG
1956	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ESCELSA
1956	Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA
1957	Usina Hidrelétrica de Furnas	FURNAS
1958	Centrais Elétricas do Mato Grosso	CEMAT
1959	Centrais Elétricas do Maranhão	CEMAR
1960	Companhia de Eletricidade da Bahia	COELBA
1960	Empresa Distribuidora de Energia do Sergipe	ENERGIPE
1960	Companhia de Eletricidade de Alagoas	CEAL
1961	Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba	CHEVAP
1961	Centrais Elétricas Brasileiras S/A	ELETROBRÁS
1961	Centrais Elétricas do Piauí	CEPISA
1962	Companhia de Eletricidade de Pernambuco	CELPE
1962	Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte	COSERN
1966	Centrais Elétricas de São Paulo	CESP

Fonte: Ramalho (2003)

As economias de escala provenientes da construção de grandes usinas elétricas impulsionaram a criação de um sistema interligado de transmissão de energia, onde empresas públicas compartilhavam os custos das linhas de

transmissão. Esse modelo favoreceu a cooperação sobre a competição, levando à criação de monopólios regionais de distribuição (OLIVEIRA, 1997).

Na década de 1950, o modelo de substituição de importações incentivou o crescimento do setor elétrico, com investimentos em infraestrutura. O Fundo Federal de Eletrificação (FFE) foi criado em 1953 para financiar projetos, utilizando recursos do Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) e do Tesouro Nacional. A União destinava 40% dos recursos para projetos prioritários via BNDE, enquanto os estados e municípios recebiam 60% para seus sistemas elétricos (WALVIS, 2014).

Em 1961, foi criada a Eletrobrás, atuando como holding das empresas federais de geração e transmissão e implementando o sistema centralizado de despacho de energia. A distribuição, antes controlada por estrangeiros, passou aos governos estaduais (WALVIS, 2014). Em 1965, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) para regular a distribuição de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, controlando tarifas até 1977.

A Eletrobrás, ao longo dos anos, acumulou vários papéis, gerando conflitos de interesse, especialmente com grandes geradoras estaduais como CESP, CEMIG e COPEL (Amaral Filho, 2007). Durante os anos 60 e 70, o Brasil enfrentou inflação e instabilidade política, mas também viveu o "Milagre Econômico" e o II PND, que impulsionaram o desenvolvimento econômico (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

A construção das hidrelétricas de Tucuruí e Itaipu, iniciadas no mesmo período, foi fundamental para atender à demanda crescente de energia. Em 1974, foi implementada a equalização tarifária para incentivar indústrias em regiões menos desenvolvidas, utilizando a Conta de Resultados a Compensar (CRC) para equilibrar as tarifas (WAVIS & GONÇALVES, 2014).

Na década de 1980, a crise econômica, inflação e dívida pública afetaram o setor elétrico, levando à criação do Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL) em 1985 para racionalizar a produção e consumo de energia. Com a democratização em 1985, surgiram leis ambientais que geraram custos adicionais para projetos (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

O governo Collor lançou o Plano Nacional de Desestatização em 1992, visando privatizar empresas estatais, começando pelo setor elétrico. A Lei nº 8.631 de 1993 criou um regime tarifário para empresas do setor. A formação de consórcios de empresas para a geração de energia foi possibilitada pelo Decreto n. 915 de 1993, e o Sistema Nacional de Transmissão Elétrica (SINTREL) foi criado pelo Decreto n. 1.009 para permitir o livre acesso às linhas de transmissão (AMARAL FILHO, 2007).

Apesar das tentativas de promover a abertura do setor, essas medidas não foram totalmente eficazes na reestruturação do setor elétrico. As Leis n. 8.987/1995 e n. 9.074/1995 estabeleceram regras gerais para a licitação das concessões e introduziram o Produtor Independente de Energia (PIE) (RAMALHO, 2003).

O governo FHC iniciou a real reestruturação do setor em 1995, criando o Conselho Nacional de Desestatização (CND) e substituindo o DNAEE pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O projeto RE-SEB, iniciado em 1997, buscou eficiência e expansão do setor, contratando a consultoria Coopers & Lybrand para ajudar na implementação (GOLDENBERG & PRADO, 2003). Este processo de reestruturação incluiu a separação das funções de regulamentação e execução de políticas públicas, a criação de novas instituições e a privatização de empresas estatais, iniciada de forma independente por governos estaduais e o federal, conforme ilustrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Principais distribuidoras privatizadas de 1990 a 2006

Nome	Data de Privatização	Área de Serviço/Localização	Comprador	Preço (R\$ Milhões)	% Vendida	Ágio (%)
<b>ESCELSA</b>	12/jul/95	ES	IVEN S. A , GTD Participações	385	50	11,7
<b>LIGHT</b>	21/mai/96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230	51	0
<b>CERJ (AMPLA)</b>	20/nov/96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605,3	70,26	30,2
<b>COELBA</b>	31/jul/97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.730,9	65,64	77,3
<b>AES SUL</b>	21/out/97	RS	AES	1.510,0	90,91	93,5
<b>RGE</b>	21/out/97	RS	CEA; VBC ; Previ	1.635,0	90,75	82,7

<b>CPFL</b>	05/nov/97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3.015,0	57,6	70,1
<b>ENERSUL</b>	19/nov/97	MS	Escelsa	625,6	76,56	83,7
<b>CEMAT</b>	27/nov/97	MT	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,1	21,0
<b>ENERGIPE</b>	03/dez/97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,0
<b>COSERN</b>	11/dez/97	RN	Coelba; Guaraniana; Uptick	676,4	77,92	73,6
<b>COELCE</b>	02/abr/98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,2
<b>ELETROPAULO</b>	15/abr/98	SP	Consórcio Lightgás	2.026,0	74,88	0
<b>CELPA</b>	09/jul/98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0
<b>ELEKTRO</b>	16/jul/98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479,00	46,6	98,9
<b>CACHOEIRA DOURADA</b>	05/set/97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,9	43,4
<b>GERASUL</b>	15/set/98	RS	Tractebel(Belga)	945,7	50,01	0
<b>BANDEIRANTE</b>	17/set/98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	1.014,00	74,88	0
<b>CESP Tiête</b>	27/out/99	SP	AES Gerasul Emp	938,1	-	29,9
<b>BORBOREMA</b>	30/nov/99	PB	Cataguazes- Leopoldina	87,4	-	-
<b>CELPE</b>	20/fev/00	PE	Iberdrola/Previ/B B	1.780,00	79,62	-
<b>CEMAR</b>	15/jun/00	MA	PP&L	552,8	86,25	-
<b>SAELPA</b>	31-nov-00	PB	Cataguazes- Leopoldina	363	-	-
<b>CTEEP</b>	28/jun/06	SP	ISA (Interconexión Eléctrica S/A Esp)	1.193,00	-	57,8
<b>TOTAL</b>				<b>25.858</b>		

Fonte: Walvis, A; Gonçalves, Edson A. (2014).

Em 1997, a consultoria Coopers & Lybrand fez recomendações para a reestruturação do setor elétrico, destacando:

(i) Criação do Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE) para promover competição na geração e transmissão, com regras claras e ambiente organizado.

(ii) Estabelecimento de contratos iniciais de compra e venda de energia para facilitar a transição ao mercado competitivo.

(iii) Desmembramento dos ativos de transmissão e criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) para administrar o sistema interligado e coordenar a geração.

Em dezembro de 1996, a ANEEL foi criada como autarquia especial pela Lei nº 9.427/1996, para regular o mercado elétrico. Suas atribuições incluem promover licitações para concessionárias de energia, regular tarifas, definir condições de contratação, homologar acordos de mercado e autorizar atividades do ONS. A ANEEL tornou-se o órgão regulador do setor elétrico, promovendo a competição e evitando a formação de cartéis, garantindo a entrada de novos agentes (RAMALHO, 2003).

Em 1997, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e, em 1998, o Operador Nacional Elétrico (ONS), que coordena e controla operações dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas instituições promoveram o crescimento e desenvolvimento econômico do setor de energia, necessitando de planejamento e fiscalização coordenados para facilitar novos investimentos. As empresas estatais privatizadas passaram por reorganizações, incluindo cisões, fusões, incorporações, estabelecimento de filiais e ajustes de capital (CASTRO, 2003). Na Figura 1, pode-se observar uma visão geral do Modelo RE-SEB.

Figura 1 - Visão geral do modelo RE-SEB com o papel de seus agentes

	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Estrutura	Competitiva	Competição na expansão	Monopólio regional regulado e limites de participação de mercado	Competição no mercado livre
Preços	<ul style="list-style-type: none"> <li>Leilões em Expansão</li> <li>Contratos bilaterais, preços livres</li> <li>Mercado spot regulado pelo MAE</li> <li>Self dealing até 30%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Preços regulados pelo Governo através do NOS</li> <li>Novas linhas: leilões</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifas reguladas pela ANEEL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mercado cativo: preços regulados</li> <li>Mercado livre: preços livres</li> </ul>
Principais Entidades Setoriais	<ul style="list-style-type: none"> <li>MAE – Gerencia compra/venda de energia excedente e define preço do mercado spot</li> <li>ONS – Planeja a operação, programação e despacho da geração, supervisiona os sistemas interligados; contrata e administra os serviços de transmissão; define as regras de operação Rede Básica</li> <li>ANEEL – Regula geração, produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, define preço normativo de energia para consumidor cativo e preços de distribuição</li> <li>CCPE – Planejamento da expansão do sistema</li> </ul>			

Fonte: ANEEL. Elaboração: XP Investimentos, 2023

### 2.1.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico – “A reforma da reforma”

No final dos anos 90, a tentativa de transição rápida para um modelo privado no setor elétrico falhou, levando à formulação de um modelo alternativo que reintroduziu o planejamento central e estatal e reativou os investimentos públicos (CORREIA; MELO, et al, 2006, p. 18).

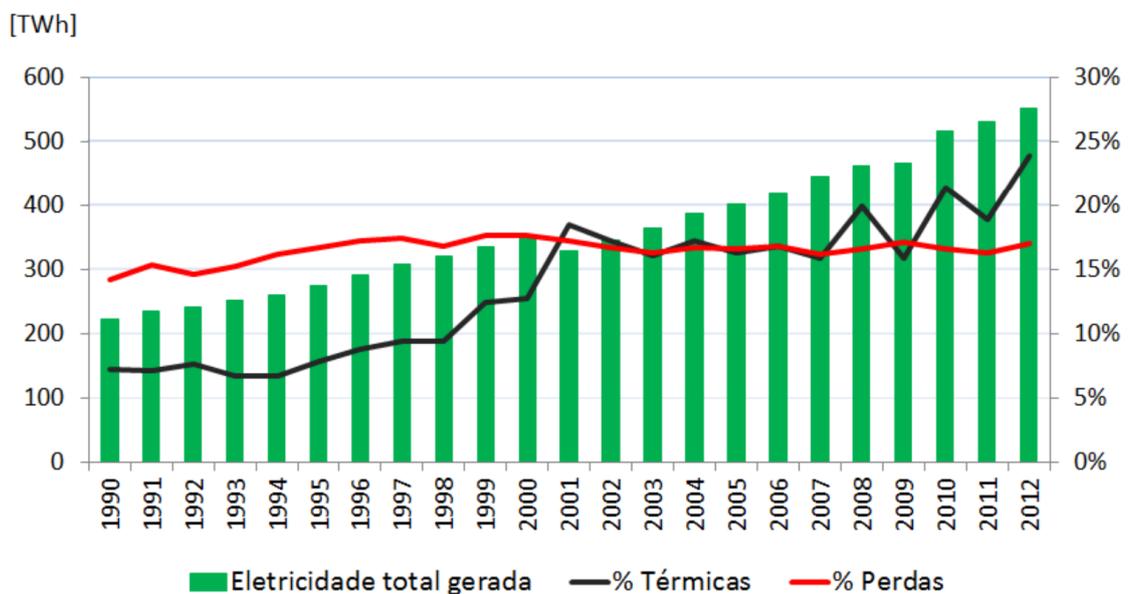
A crise energética de 2001 teve impactos econômicos e políticos, influenciando a eleição presidencial de 2002. Apesar dos compromissos de reestruturação, Lula adotou uma postura conciliatória com empresários, mantendo políticas vigentes, incluindo as de privatização (PASE; ROCHA, 2010).

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é baseado em grandes reservatórios em bacias com regimes híbridos e foi projetado para uma gestão integrada de longo prazo. Entre 1990 e 2000, o consumo de energia aumentou 49%, enquanto a capacidade instalada cresceu apenas 33%, resultando em um déficit de investimentos na geração e deterioração da garantia de fornecimento de energia (Figura 2).

Segundo Sauer (2003), o racionamento de energia elétrica entre maio de 2001 e fevereiro de 2002 causou perdas de mais de vinte e cinco bilhões de dólares no PIB e insatisfação entre os consumidores. A crise levou à reavaliação da situação financeira e da capacidade de geração e transmissão de energia. Esses eventos destacam a necessidade de um planejamento estratégico para garantir a segurança e sustentabilidade do sistema elétrico brasileiro, equilibrando oferta e demanda de energia.

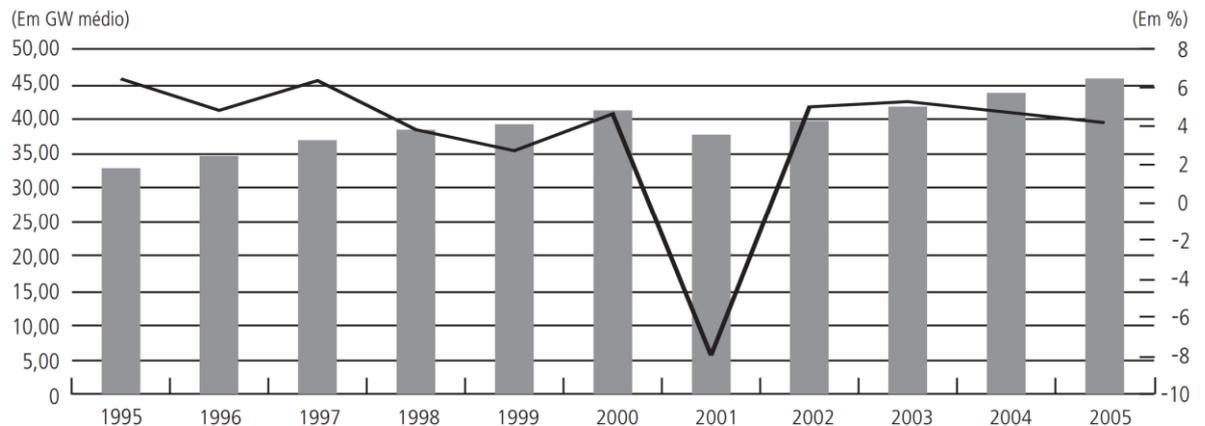
A Figura 4 ilustra a redução no consumo de energia elétrica durante o racionamento, resultante da falta de investimentos em geração e previsão de curto prazo, aliado a um fraco crescimento econômico.

Figura 2 - Gráfico de consumo de energia de 1990 a 2012



Fonte: EPE (2013).

Figura 3 - Gráfico da queda do consumo devido ao racionamento de 2001



Fonte: OLIVEIRA (2007) e adaptado pelo Autor (2024)

Durante o racionamento de 2001-2002, as empresas do setor elétrico enfrentaram desafios financeiros e tiveram que buscar soluções para equilibrar suas finanças e garantir o suprimento de energia. As concessionárias lidaram com mudanças no comportamento dos consumidores, impactando projeções de fluxo de caixa e dificultando políticas de investimentos. Algumas indústrias se tornaram autossuficientes em energia, surgindo os primeiros autoprodutores (CASTRO, 2003).

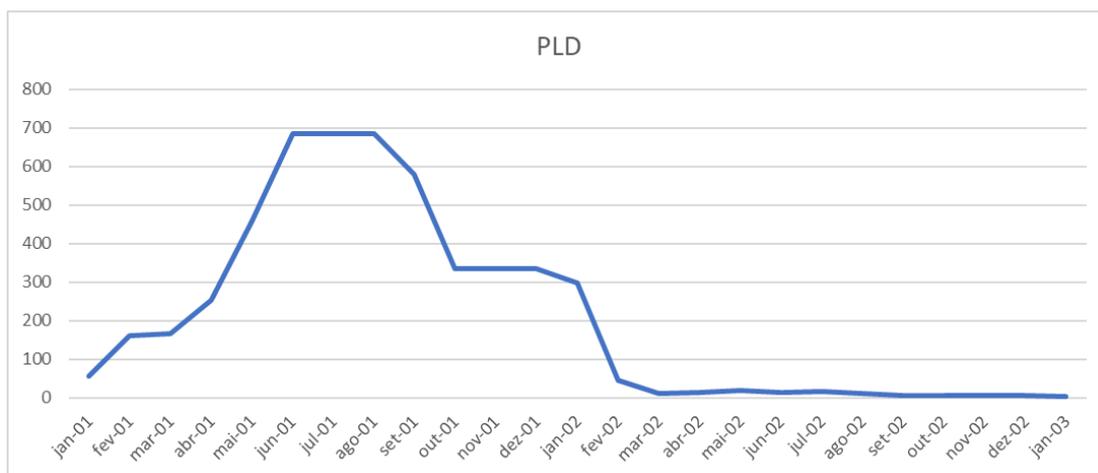
As empresas tentaram recompor suas finanças através de revisão tarifária e uma proposta de financiamento de 8 bilhões de reais, que foi rejeitada pelo governo Lula. A crise financeira foi agravada pela redução da demanda em 7,5 mil MW e passivos em dólar. O Ministério da Fazenda controlou as tarifas para combater a inflação, e o BNDES ofereceu crédito especial para compensar perdas (CASTRO, 2003).

A privatização do setor elétrico buscou lucratividade e avaliação de riscos. Investimentos em novas usinas são consideráveis, chegando a cerca de um bilhão de reais, com um longo período de maturação e recuperação do capital (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

A falta de planejamento de médio e longo prazo, focado em critérios de curto prazo, e a instabilidade das precipitações provocaram alta volatilidade dos preços. Isso onerou a cadeia produtiva devido às altas taxas de risco (CASTRO, 2003).

A alta volatilidade dos preços de geração de energia, juntamente com incertezas sobre seu valor futuro no mercado atacadista, impactou o modelo vigente durante o período de junho de 2001 a fevereiro de 2002 (Figura 4). O valor do MWh caiu de seiscentos e oitenta e quatro reais para cerca de quatro reais, dificultando novos investimentos (ALBUQUERQUE, A. R, 2008).

Figura 4 - Histórico do PLD de janeiro/2001 a janeiro/2003



Fonte: Autor adaptado CCEE.

O modelo não considerava a variação do preço de compra e venda de energia conforme a oferta e demanda. Enquanto as tarifas de distribuição eram reguladas, as geradoras podiam ajustar seus preços livremente, resultando em preços baixos após o racionamento devido ao excesso de oferta. As distribuidoras, sujeitas a regulações, não tinham essa flexibilidade, criando desafios para a estabilidade do mercado e futuros investimentos (CASTRO, 2003).

Após o racionamento de 2001, o governo brasileiro debateu propostas de reforma no setor elétrico, inspirando-se no modelo inglês para promover competição. Duas propostas foram discutidas: uma criava a "Administradora da Contratação de Energia" para incentivar contratos de longo prazo, e outra sugeria um "comprador majoritário" para melhorar a competição (TOLMASQUIM, OLIVEIRA e CAMPOS, 2002; SAUER, 2003).

A eleição de Lula em 2002 trouxe incerteza política, mas ele se comprometeu a manter contratos e pagar a dívida externa. O governo buscou regulamentar Parcerias Público-Privadas (PPPs) e incrementar políticas de privatização (PASE; ROCHA, 2010).

Em 2003, o "Novo Modelo do Setor Elétrico" foi concebido para garantir o suprimento de energia, promover tarifas acessíveis e inclusão social. Implementado pelas Medidas Provisórias n. 144 e n. 145, convertidas nas Leis n. 10.848 e n. 10.847, suas principais medidas incluíam:

- (i) Constituição de Reserva de Segurança: Criação de uma reserva para garantir o suprimento elétrico.
- (ii) Exigência de Contratação de 100% da Demanda: Todos os consumidores devem contratar 100% da demanda de energia elétrica com contratos de pelo menos cinco anos.
- (iii) Contratação Antecipada de Energia: Contratos de longo prazo feitos com antecedência de três a cinco anos.
- (iv) Criação do CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico para garantir a segurança do suprimento.
- (v) Aperfeiçoamento da Governança do ONS: Melhorias no Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Para garantir modicidade tarifária e alocação eficiente dos recursos, o modelo propôs:

- (i) Dois Ambientes de Contratação de Energia: Ambientes regulado e livre para contratação de energia.
- (ii) Contratação Conjunta por Distribuidores: Distribuidores contratam energia em conjunto para economias de escala.
- (iii) Contratos de Suprimento de Longo Prazo: Contratos de 15 a 20 anos para vencedores das licitações.
- (iv) Acesso de Autoprodutores e Produtores Independentes: Incentivo à participação desses agentes.
- (v) Competição na Geração: Promoção da competição na geração de energia.
- (vi) Reestruturação do Planejamento Setorial: Escolha de projetos mais eficientes.
- (vii) Licença Prévia Ambiental: Exigência de licença ambiental para novas usinas.

- (viii) Desverticalização da Distribuição: Separação dos custos de fornecimento de energia.

O “novo modelo” criou dois ambientes para contratos de compra e venda de energia: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACL permite que consumidores livres comprem energia diretamente de geradores ou comercializadoras. No ACR, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima a demanda e organiza leilões para contratação de energia.

Além disso, implementou a criação de instituições essenciais e redefiniu as atribuições dos agentes existentes para alcançar seus objetivos, conforme descrito a seguir:

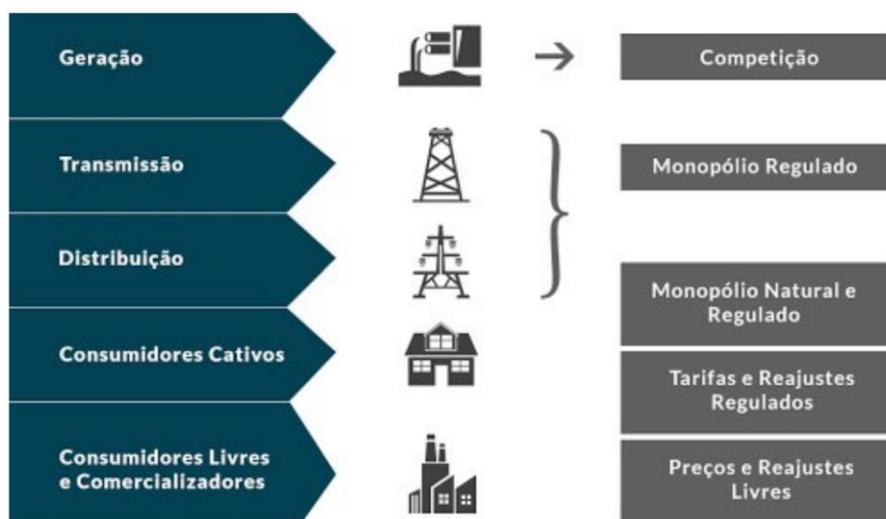
- a) Empresa de Pesquisa Energética (EPE): subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a EPE fornece estudos e pesquisas para o planejamento do setor energético. Suas atividades incluem definir a Matriz Energética, estabelecer estratégias e metas de longo prazo, planejar a expansão do setor elétrico em geração e transmissão, e promover estudos de potencial energético. A EPE também conduz análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental para usinas, incluindo a obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.
- b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): substituindo o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), a CCEE é uma associação civil sem fins lucrativos formada por geradores, distribuidores e comercializadores. A CCEE exerce funções de contabilização e liquidação nos ambientes de contratação (ACR e ACL), administra a contratação de energia no ACR, atua como intermediária nos contratos bilaterais entre geradores e distribuidores, e gerencia contratos de garantias para reduzir a inadimplência.

O planejamento do setor é dividido em três etapas coordenadas pela EPE e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), abrangendo planejamento de longo e médio prazo e monitoramento das condições de atendimento eletroenergético (BRASIL, Ministério de Minas e Energia, 2003).

## 2.2 AGENTES DO SETOR ELÉTRICO

De modo geral, o modelo contempla cinco categoria de agentes no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), cada um com suas características e peculiaridade, sendo: geradores, distribuidores, transmissoras, comercializadoras e consumidores, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Agentes do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: ANACE (2023).

### 2.2.1 Geradores

Dependendo das características e do porte do projeto, estão sujeitos à concessão, autorização ou registro do poder concedente, que é o MME. Em alguns casos, há delegação de tal poder pelo MME à ANEEL. O modelo prevê competição no segmento de geração.

### 2.2.2 Distribuidores

A exploração dos serviços de distribuição de energia, incluindo a implantação e manutenção da infraestrutura, está sujeita à concessão ou permissão do poder concedente. Distribuidoras, como monopólios regulados, possuem exclusividade em sua área de concessão/permissão e são remuneradas por tarifas fixadas pela ANEEL (tarifa de fornecimento de energia elétrica e tarifa de uso do sistema de distribuição).

### 2.2.3 Transmissores

As transmissoras são sujeitas à concessão pelo poder concedente e operam como monopólios regulados, responsáveis pelo transporte de energia do sistema produtor às subestações distribuidoras e entre sistemas geradores. Elas fornecem energia a consumidores de alta tensão diretamente das linhas de transmissão e subtransmissão (Decreto nº 41.019/1957, artigo 4º). Novas instalações de transmissão são aprovadas pela ANEEL, que organiza leilões para concessão com base na menor receita anual exigida pelos licitantes. O ONS opera o sistema de transmissão para garantir a qualidade e estabilidade do fornecimento de energia.

### 2.2.4 Comercializadores

Operando com autorização da ANEEL, essas empresas intermediárias facilitam transações de compra e venda de energia entre geradores, outras comercializadoras e consumidores livres e especiais, reduzindo custos de transação e oferecendo preços mais competitivos.

## 2.2.5 Consumidores

Os consumidores no geral podem ser divididos em 3 grupos:

### 2.2.5.1 Cativo

Unidade consumidora atendida pela distribuidora local a tarifas reguladas pela ANEEL.

### 2.2.5.2 Livre

A Lei Federal nº 9.074/95 e a Portaria MME 514/18, estabeleceram a definição de consumidor livre como sendo uma unidade consumidora com carga igual ou superior a 500 kW a partir de janeiro de 2023. Desse modo, esse tipo de consumidor poderá escolher o seu fornecedor de energia por meio de livre negociação podendo adquirir sua energia de qualquer fonte, ou seja, convencional ou incentivada.

No geral, a energia convencional é a energia gerada em usinas hidrelétricas e termelétricas, as fontes mais tradicionais de geração de energia elétrica do Brasil, ao passo que a energia incentivada são as fontes renováveis de energia e que têm pouco impacto ambiental, como a eólica, solar, biomassa, biogás e as PCHs.

### 2.2.5.3 Especial

Antes de janeiro de 2023, os consumidores com demanda contratada entre 500 kW e menor ou igual a 1.000 kW, eram denominados consumidores especiais e poderiam adquirir energia somente de fontes especiais, ou seja, fontes de energia renovável como eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Como o ACL está em constante aperfeiçoamento e a portaria nº 465 do Ministério de Minas e Energia (MME), de 12/12/2019, estabeleceu o cronograma para que consumidores de Alta Tensão (AT), com carga igual ou superior a 500kW, pudessem negociar energia com fornecedores independentes, extinguindo assim a figura do consumidor especial. O cronograma foi realizado da seguinte forma: a partir

de 01/01/2021, consumidores com carga igual ou superior a 1.500kW; a partir de 01/01/2022, consumidores com carga igual ou superior a 1.000kW; e a partir de 01/01/2023, consumidores com carga igual ou superior a 500kW, todos independentemente do nível de tensão (SANTOS e SILVA, 2023).

## **2.3 GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **2.3.1 Autorização para exploração de geração de energia elétrica**

A geração solar fotovoltaica está sujeita a um arcabouço legislativo, sobretudo, as Leis Federais nº 9.074/95, 9.427/96, 9.648/98, 10.438/02, 10.848/04 e 14.120/21 e os Decretos Federais nº 2.003/96, 5.163/04, além da regulação da ANEEL.

Em geral, empreendimentos de geração solar fotovoltaico estão sujeitos, no caso de potência até 5 MW, a registro sendo denominados usinas de capacidade reduzida e, acima de 5 MW, à autorização do poder concedente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 876/20. As outorgas de autorização para exploração de empreendimentos de geração possuem vigência de 35 anos.

Embora as autorizações exijam uma gama de documentos e licenciamento ambiental, o procedimento para obter uma autorização para produção de energia elétrica é simples, se comparado ao processo de concessão. Desse modo, o processo de obtenção de outorga está regulado pela Resolução Normativa ANEEL nº 876/20 exigindo do preponente uma série de documentos e comprovações a depender do regime de exploração de geração.

### 2.3.2 Regimes de exploração

Atualmente um gerador de energia fotovoltaico pode ser enquadrado em dois regimes de exploração denominados Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor de energia (APE).

#### 2.3.2.1 Produtor independente de energia (PIE)

A Lei Federal nº 9.074/95, define o PIE, como uma pessoa jurídica ou empresas reunidas em consorcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada a comercialização de toda ou parte da energia produzida, por sua conta em risco.

#### 2.3.2.2 Autoprodutor de energia (APE)

O Decreto Federal nº 2.003/96, define o APE, como uma pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. A outorga de concessão ou de autorização ao autoprodutor está condicionada à demonstração de que energia elétrica a ser produzida será destinada a consumo próprio.

### 2.3.3 Acesso ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica

A Lei Federal nº 9.074/95 no Art. 11 e o Decreto Federal nº 2.003/96 no Art. 13 preveem o livre acesso aos sistemas de transmissão e/ou distribuição pelos produtores independentes de energia e todos os demais agentes do setor de energia elétrica, sujeitos ao pagamento dos respectivos encargos e tarifas de uso e conexão.

A ANEEL é a responsável por estabelecer e regular a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ou Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conforme a característica de acesso de cada projeto. Tanto a TUST quanto a TUSD referem-se à remuneração à concessionária acessada pelo uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão.

Além da TUST/TUSD, em alguns casos, é devido o encargo de conexão ao sistema de distribuição ou transmissão onde esse encargo é negociado com a empresa acessada e deve cobrir os custos incorridos com o projeto, construção, equipamentos, medição, operação e manutenção do ponto de conexão sendo calculado conforme as premissas estabelecidas pela regulação.

#### 2.3.3.1 Desconto na TUSD e TUST

Os projetos de PIE e APE a partir de fontes fotovoltaicas podem obter uma redução na TUST e TUSD conforme a Lei Federal nº 9.427/96 e a Resolução Normativa ANEEL nº 1.031/22. A redução de 50% nas tarifas de uso de sistemas de transmissão e distribuição aplica-se à energia comercializada ou autoproduzida por empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW, bem como a fontes solares, eólicas, de biomassa ou cogeração qualificada com potência injetada de até 300 MW.

## 2.4 Revisão da Literatura

Foi realizada uma pesquisa a partir de artigos científicos encontrados na base *Clarivates Web of Science* com o intuito de apresentar uma breve revisão da literatura associada as palavras chaves *energy self-production, energy generation e photovoltaic solar power plant*, resumida a Tabela 3.

Tabela 3 - Artigos - Clarivates Web of Science

TÍTULO	ANO	DESCRIÇÃO
Optimizing energy consumption considering residential solar panels generation and battery storage in smart homes	2023	O estudo propõe uma abordagem de otimização para integrar sistemas fotovoltaicos e baterias em residências, com o objetivo de melhorar a autonomia no consumo e produção de eletricidade. Utilizando programação matemática, o modelo reproduz padrões reais de consumo e produção e ajusta os fluxos de energia para maximizar autoconsumo e autoprodução. A eficácia do modelo foi validada em um estudo real com oito residências, mostrando melhorias significativas nessas taxas.

<p>Hedging power market risk by investing in self-production from complementing renewable sources</p>	<p>2020</p>	<p>Este estudo analisa um grande consumidor de energia no mercado brasileiro que investe em autoprodução renovável, focando na complementaridade entre recursos hídricos e eólicos para mitigar os riscos associados ao mercado de curto prazo. O modelo proposto ajuda a explorar essa complementaridade, permitindo ao consumidor decidir sobre novos investimentos em capacidade instalada e o melhor momento para fazê-lo. A eficácia do modelo foi demonstrada com dados históricos, mostrando sua utilidade na gestão de riscos e otimização de investimentos em energias renováveis.</p>
<p>Flexible photovoltaic systems for renewable energy integration in Lazio region, Italy</p>	<p>2024</p>	<p>Este estudo propõe uma estratégia para que a região de Lazio, na Itália, atinja 100% de energia renovável até 2050, focando na autoprodução de energias solar e eólica. Utilizando o conceito de "PV flexível" e otimizando o uso de baterias, o estudo conclui que 90% da demanda de eletricidade pode ser atendida por energia solar e 10% por hidro e eólica, necessitando a instalação de 34,73 GWp de capacidade fotovoltaica e 42,34 GWh de baterias. A integração da energia eólica foi analisada para reduzir a capacidade necessária de energia solar.</p>
<p>High resolution stochastic generator of European household specific electricity demand load curves for decentralized power self-production applications</p>	<p>2020</p>	<p>Este estudo apresenta uma ferramenta estocástica e probabilística para modelar perfis de carga elétrica residencial com alta resolução temporal (2 minutos) para 39 aparelhos elétricos. A ferramenta distingue cargas flexíveis e não flexíveis, e sua eficácia é validada através de uma análise de sensibilidade e comparação com perfis de demanda de alta resolução. O estudo demonstra que perfis de demanda de alta resolução são essenciais para análises precisas, especialmente ao comparar com dados horários, que podem superestimar o autoconsumo de sistemas de micro cogeração.</p>
<p>Regulation of photovoltaic prosumer plants: An analysis through a dynamic expression of the avoided cost</p>	<p>2023</p>	<p>Este estudo aborda a microgeração de eletricidade no setor residencial, focando na autoprodução para atender à demanda de residências e empresas. Ele propõe um modelo dinâmico para analisar os custos evitados e as decisões de investimento dos prosumidores residenciais. A pesquisa revela que a evolução dos preços de varejo é o fator mais relevante para o custo evitado, influenciando a substituição de plantas antes do fim de sua vida útil e destacando a incerteza inerente às decisões de investimento. Fatores regulatórios, embora de impacto econômico menor, desempenham um papel importante ao influenciar o quadro psicológico dos investidores futuros.</p>

<p>Investigation on Optimal Electric Energy Storage Capacity to Maximize Self-Consumption of Photovoltaic System</p>	<p>2022</p>	<p>Este estudo avalia a capacidade ideal do sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) para casas altamente eficientes em energia, conhecidas como AEZEPHs. Baseado em dados reais de consumo e geração de eletricidade durante um ano, o estudo utiliza a ferramenta Poly-sun para analisar como o uso de BESS pode aumentar o autoconsumo de energia renovável em até 66%, além de reduzir significativamente a dependência da eletricidade da rede ao longo da semana.</p>
<p>A model for optimal energy management in a microgrid using biogas</p>	<p>2024</p>	<p>Este estudo propõe uma abordagem integrada para uma matriz energética mais sustentável, combinando geração distribuída e autoprodução. Foi desenvolvido um modelo de custo para a geração de energia em uma microgrid que utiliza biogás, incluindo um motor de combustível dual e um sistema de biometano. Uma ferramenta de gestão energética foi proposta e testada em simulações de cenários reais, mostrando vantagens econômicas e a utilidade do modelo para futuras decisões de dimensionamento de equipamentos.</p>
<p>Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering</p>	<p>2019</p>	<p>Este estudo analisa os fatores que influenciam a decisão das residências com painéis solares na Valônia de sincronizar o consumo com a produção de eletricidade. Apesar da ausência de incentivos, 40% dos entrevistados adotam essa prática. A análise mostra que mulheres e pessoas mais velhas, que passam mais tempo em casa, são mais propensas a adaptar seu consumo. Prosumidores com fortes motivações ambientais também tendem a sincronizar mais. O estudo sugere que incentivos monetários, informações detalhadas e dispositivos inteligentes podem aumentar essa sincronização, beneficiando o sistema energético.</p>
<p>Energy procurement for large consumers in electricity markets</p>	<p>2005</p>	<p>Este artigo apresenta uma abordagem para ajudar grandes consumidores de energia a otimizar a combinação de compras de eletricidade de diferentes fontes, incluindo contratos bilaterais, transações no pool e autoprodução. A solução proposta permite decidir a melhor estratégia para minimizar a conta de eletricidade, considerando um horizonte de decisão de médio prazo. O modelo de contrato bilateral é flexível e aplicável a diversos acordos reais. Resultados de um estudo de caso realista são fornecidos para demonstrar a eficácia do procedimento.</p>

Fonte: Autor (2024).

### **3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

No setor elétrico brasileiro, as relações comerciais ocorrem no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN)

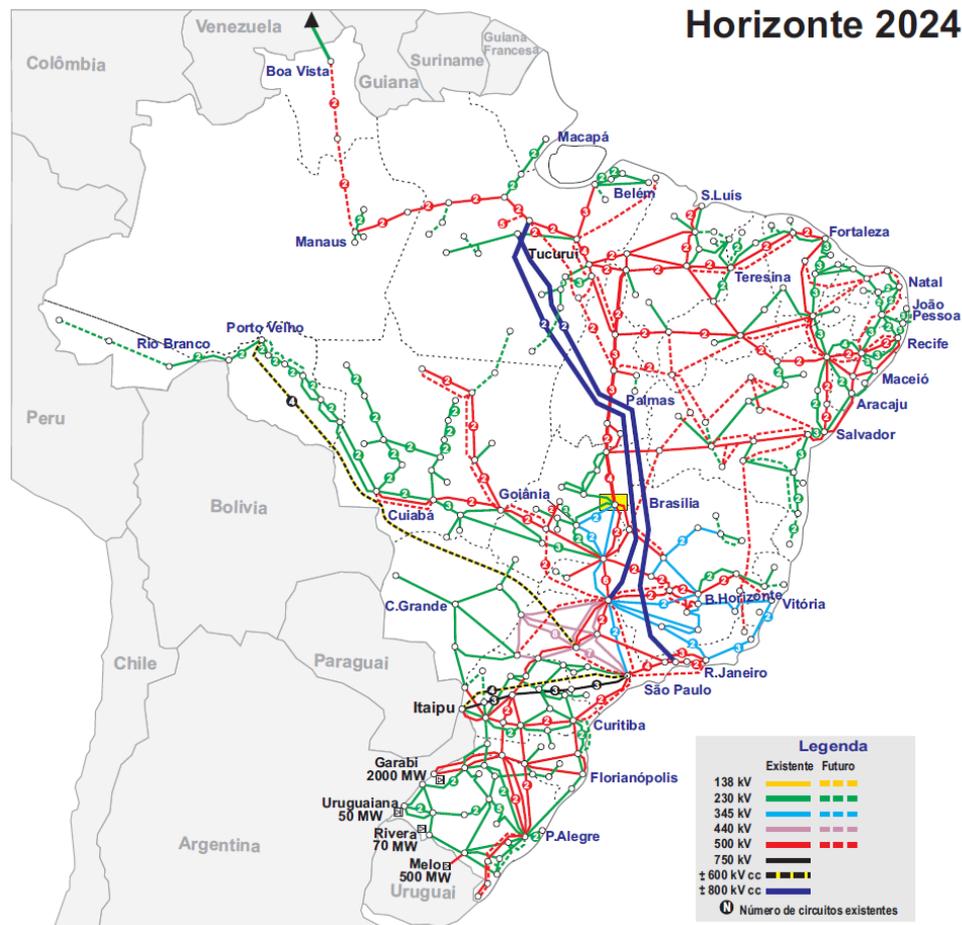
#### **3.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)**

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) o Sistema Interligado Nacional (SIN) é sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil caracterizado como hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétrica. (ONS, 2023). Devido as características continentais do país, o SIN foi segmentado por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, também chamados de submercados. Cada submercado, tem suas características próprias e a racionalidade dessa subdivisão está ligada às restrições na capacidade de transporte de energia em suas interligações (MATTOS, M. C, 2008).

A interconexão dos sistemas elétricos por meio de uma extensa malha de transmissão, com mais de 179 mil quilômetros em 2022 e com a previsão de chegar a 270 mil quilômetros em 2027, possibilita a transferência de energia entre subsistemas. Essa interligação permite a obtenção de ganhos sinérgicos ao explorar a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão torna possível atender ao mercado, respeitando dois pilares primordiais: segurança energética e menor custo global.

Desse modo, a Figura 6, ilustra o SIN projetado pelo Operador Nacional do Sistema para o horizonte de 2024 representando as disposições das linhas de transmissão que se espalham pelo país.

Figura 6 - Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ONS (2023).

### 3.2 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

No Brasil, a comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ocorre através de leilões realizados pela CCEE, com autorização da ANEEL. Durante os leilões, compradores e vendedores estabelecem contratos comerciais registrados no ACR. Esses contratos são regulamentados quanto ao preço da energia, submercado de registro e período de fornecimento, e não podem ser alterados unilateralmente.

### **3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), as transações de energia são bilaterais e mais flexíveis. Quando as partes chegam a um acordo que seja vantajoso para ambas, o contrato é estabelecido e o serviço é prestado. As operações podem ser de curto, médio ou longo prazo, e os produtos podem ser estruturados de várias formas, incluindo preço fixo, swap, hedges e outros. Essa flexibilidade torna o ACL atraente para muitos participantes do mercado de energia.

### **3.4 Mercado de Curto Prazo (MCP)**

No Mercado de Curto Prazo (MCP), ocorre a contabilização das diferenças entre a energia contratada e o volume real gerado ou consumido. O preço nesse mercado é determinado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que serve como referência de valores no Mercado Livre de Energia.

Os contratos de longo prazo, apesar de considerarem a expectativa do PLD, são menos voláteis devido ao horizonte temporal mais amplo, proporcionando maior estabilidade em relação às flutuações do PLD. Em contraste, as negociações no Mercado de Curto Prazo apresentam preços mais voláteis, variando conforme as condições imediatas de suprimento do sistema elétrico.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) desempenha um papel fundamental na gestão do Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia elétrica no Brasil. A CCEE realiza a contabilização e a liquidação financeira no MCP, além de calcular e divulgar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que serve como referência para as operações de compra e venda de energia.

Segundo a CCEE, o Mercado de Curto Prazo (MCP) é onde são contabilizadas as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente gerada ou consumida pelos agentes, sendo ela a responsável por viabilizar as atividades de compra e venda de

energia elétrica no Brasil, contribuindo para a gestão eficiente e a estabilidade do mercado de energia elétrica no país.

#### 3.4.1 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para cada hora do dia seguinte, com limites de preço estabelecidos pela ANEEL, que em 2024 são de R\$ 716,80/MWh no máximo e R\$ 61,07/MWh no mínimo. Usando modelos computacionais como Newave, Decomp e Dessem, o PLD é baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), fornecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que representa o custo adicional da última unidade de energia necessária.

Devido à predominância de usinas hidrelétricas no Brasil, o cálculo do PLD é complexo, pois deve equilibrar o uso imediato da água para geração de energia e o armazenamento para economia de combustíveis em usinas termelétricas. Isso envolve considerar condições hidrológicas, preços dos combustíveis, disponibilidade de geração e transmissão, demanda de energia, custos de déficits e novos projetos.

O PLD desempenha um papel crucial na operação do sistema elétrico, equilibrando benefícios imediatos e segurança futura, sendo essencial para a precificação e liquidação das transações no mercado de curto prazo. Ele contribui para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, garantindo uma operação eficiente e estável do sistema elétrico brasileiro.

## **4 DIRETRIZES DO PROCESSO DE IMPLANTAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS**

Os projetos *greenfield* de geração centralizada a partir de fonte solar fotovoltaica (FV) não são simples de serem avaliados, devido às suas diversas peculiaridades. Essa complexidade é ampliada pelo fato de esses projetos não possuírem um histórico contábil e financeiro, uma vez que são concebidos do zero. Isso obriga os investidores a dependerem de projeções. Além disso, esse ambiente de incertezas é agravado pelas especificidades inerentes a projetos desse tipo, incluindo fatores como recursos solares, aspectos tecnológicos, logísticos, de construção, socioambientais, tributários, de financiamento, regulatórios e outros.

Com o intuito de reduzir e atenuar os desafios ligados a esse tipo de projeto esse trabalho irá sugerir um conjunto de procedimentos que direcionem o mapeamento completo das etapas envolvidas na instalação de usinas fotovoltaicas em solo.

Dessa forma, a metodologia desenvolvida é composta por dois pilares denominados diretrizes técnicas e socioambientais seguida pelo detalhamento das etapas do processo de implantação.

### **4.1 Diretrizes técnicas**

Para garantir a eficiência, segurança e maximização do potencial energético nesse tipo de projeto, é essencial seguir diretrizes técnicas específicas. A seguir define-se os principais pontos de atenção ao determinar os locais para instalação de fotovoltaicas em solo.

- a) **Recurso Natural:** O local deve ter boa irradiação solar ao longo do ano. Além disso, deve ser livre de obstruções como prédios altos, árvores densas ou montanhas que possam causar sombreamento ou afetar a trajetória do vento.

- b) **Topografia e Geologia:** A análise da topografia do terreno é crucial para determinar a disposição adequada dos equipamentos e estruturas da usina. Também é importante considerar a geologia para garantir fundações seguras e estáveis.
- c) **Infraestrutura de Conexão:** A infraestrutura de conexão é vital em projetos de geração de energia elétrica solar, pois garante a eficiência e a viabilidade do sistema. Ela permite que a energia gerada seja transmitida de forma segura e eficaz para a rede elétrica, minimizando perdas e garantindo a estabilidade do fornecimento. Além disso, uma infraestrutura bem planejada e robusta facilita a integração da energia solar com outras fontes de energia, otimiza o uso dos recursos disponíveis e reduz custos operacionais. Sem uma infraestrutura adequada, mesmo as melhores tecnologias de geração solar podem falhar em alcançar seu potencial máximo, comprometendo a sustentabilidade e a rentabilidade do projeto.
- d) **Clima e Condições Ambientais:** É necessário estudar e monitorar as condições climáticas locais, incluindo ventos extremos, temperaturas e variações sazonais. Isso ajuda no dimensionamento adequado dos componentes e na proteção contra intempéries.
- e) **Normas Regulatórias:** A conformidade com as normas técnicas da ANEEL e outros órgãos reguladores é obrigatória para o desenvolvimento e operação de usinas de fontes renováveis no Brasil.
- f) **Eficiência Energética:** Adotar tecnologias e práticas que maximizem a eficiência energética, desde a captura e conversão da energia renovável até a transmissão e distribuição.

## **4.2 Diretrizes Socioambientais**

As diretrizes socioambientais para a instalação de usinas fotovoltaicas da devem enfatizar a conscientização entre o projeto, as comunidades e o meio ambiente, seguindo os seguintes critérios:

- a) Diálogo com a Comunidade: Processo contínuo e transparente de diálogo e consulta com as comunidades afetadas.
- b) Respeito aos Direitos Humanos: Proteção dos direitos humanos das comunidades locais, incluindo acesso à informação e um ambiente seguro.
- c) Desenvolvimento Comunitário: Maximização dos benefícios locais, como empregos e capacitação profissional.
- d) Conservação Ambiental: Práticas que minimizem impactos na biodiversidade e ecossistemas locais.
- e) Gestão de Recursos Naturais: Uso responsável dos recursos naturais, com práticas sustentáveis.
- f) Saúde e Segurança Ocupacional: Medidas para garantir a segurança e saúde dos envolvidos no projeto.
- g) Educação Ambiental: Programas para promover a compreensão e práticas sustentáveis.
- h) Sustentabilidade da ONU: Compromisso com a sustentabilidade e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.

### **4.3 Etapas do Processo de Implantação de Usinas Fotovoltaicas**

Abaixo indica-se de uma maneira sucinta as principais etapas para implantação de usinas fotovoltaicas:

- a) Avaliação Inicial e Planejamento:

Para garantir o sucesso de um projeto de geração de energia solar, é fundamental realizar uma avaliação detalhada do local onde a usina será instalada. Essa análise deve incluir a medição da radiação solar, a topografia do terreno, o acesso à rede elétrica e possíveis restrições ambientais. Com essas informações em mãos, o próximo passo é planejar a capacidade da usina, determinar a disposição ideal dos painéis solares e definir a infraestrutura necessária para otimizar a eficiência e viabilidade do projeto.

b) Licenciamento Ambiental:

O processo de licenciamento ambiental é fundamental para a viabilidade do projeto. É essencial verificar as regulamentações locais e obter todas as licenças necessárias para a construção e operação da usina, garantindo conformidade com as exigências ambientais e evitando possíveis impedimentos legais no futuro.

c) Preparação do Terreno:

A preparação do terreno é uma etapa crucial no desenvolvimento do projeto. Ela inclui a limpeza da área, a realização de um levantamento topográfico detalhado, a abertura de acessos adequados e a terraplanagem do local, garantindo que o terreno esteja pronto para a instalação da usina e dos seus componentes.

d) Fundação e Estrutura:

A execução das fundações para as estruturas dos painéis solares é uma etapa fundamental. Geralmente, utiliza-se estacas metálicas cravadas ou concretadas para garantir a estabilidade. Após as fundações, é instalada a estrutura de suporte que sustentará os painéis solares, assegurando que estejam posicionados corretamente para maximizar a captação de energia solar.

e) Instalação dos Painéis Fotovoltaicos:

A instalação dos painéis fotovoltaicos envolve fixá-los firmemente na estrutura de suporte previamente instalada. Em seguida, os painéis são conectados em série ou paralelo para formar as *strings*, garantindo a eficiência e a otimização da geração de energia solar.

f) Conexão à Rede Elétrica:

Para a conexão à rede elétrica, é necessário instalar inversores que ajustem os parâmetros elétricos da energia gerada, tornando-a compatível com a rede. Após essa etapa, a usina pode ser conectada à rede elétrica local, permitindo a distribuição da energia solar gerada.

g) Testes e Comissionamento:

Nessa etapa, são realizados testes de operação para verificar o desempenho dos sistemas, seguidos do comissionamento, que assegura que a usina está

plenamente operacional e pronta para entrar em atividade, atendendo a todos os requisitos técnicos e de segurança.

#### h) Operação e Manutenção:

Durante a fase de operação e manutenção, é fundamental monitorar continuamente o desempenho da usina para garantir sua eficiência e longevidade. Além disso, é importante realizar manutenções preventivas e corretivas regularmente, assegurando que todos os componentes funcionem de forma otimizada e que qualquer problema seja rapidamente identificado e resolvido.

### **4.4 Pontos de Atenção**

Para o sucesso de um projeto de energia, é crucial que o investidor esteja comprometido com a implementação eficaz dos critérios estabelecidos, buscando constantemente aprimorar a utilização dos recursos naturais e a eficiência dos projetos. A sustentabilidade e a colaboração com as comunidades locais são pilares fundamentais dessa operação, assegurando que as diretrizes e critérios sejam continuamente aperfeiçoados e aplicados por equipes especializadas.

Essas práticas são essenciais em todas as etapas do desenvolvimento do projeto, desde a obtenção de licenças ambientais, territoriais e regulatórias, até a escolha de equipamentos, seleção de fornecedores e prestadores de serviços. A aplicação rigorosa desses princípios em cada fase da implementação garante a viabilidade e o sucesso dos projetos.

## **5 ESTUDO DE CASO – COMPLEXO SOLAR IBIMIRIM (CSI)**

### **5.1 OBJETIVO E DESCRIÇÃO DO PROJETO**

Este trabalho apresenta a análise e as conclusões do projeto relativo ao empreendimento Complexo Solar Ibimirim (CSI), que compreende as Usinas Fotovoltaicas Ibimirim 1 a 9, controladas pelas Sociedades de Propósito Específico (SPEs) UFV IBIMIRIM 1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA até UFV IBIMIRIM 9 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. A análise abrange aspectos técnicos, regulatórios e questões relacionadas à viabilidade, segurança e operacionalidade do projeto.

O Complexo Solar Ibimirim (CSI) possui uma capacidade instalada de 43 MW/57,150 MWp, com previsão de início de operação comercial para 1º de julho de 2024. Além disso, o empreendimento é composto por obras civis, sistemas mecânicos e componentes elétricos e eletrônicos. De forma simplificada, a Figura 8, representa os ativos que compõem o projeto:

a) Subestação coletora

Responsável por conectar, em seu barramento de entrada, os condutores das redes coletoras de energia elétrica proveniente dos transformadores das UFVs e elevar a tensão de energia elétrica recebida em 13,8 kV, para a tensão da linha de transmissão (LT) de 69 kV, conectada no seu barramento de saída. Por se tratar de uma instalação de interesse restrito, ou seja, para uso exclusivo do empreendedor, todo o investimento é por sua conta em risco.

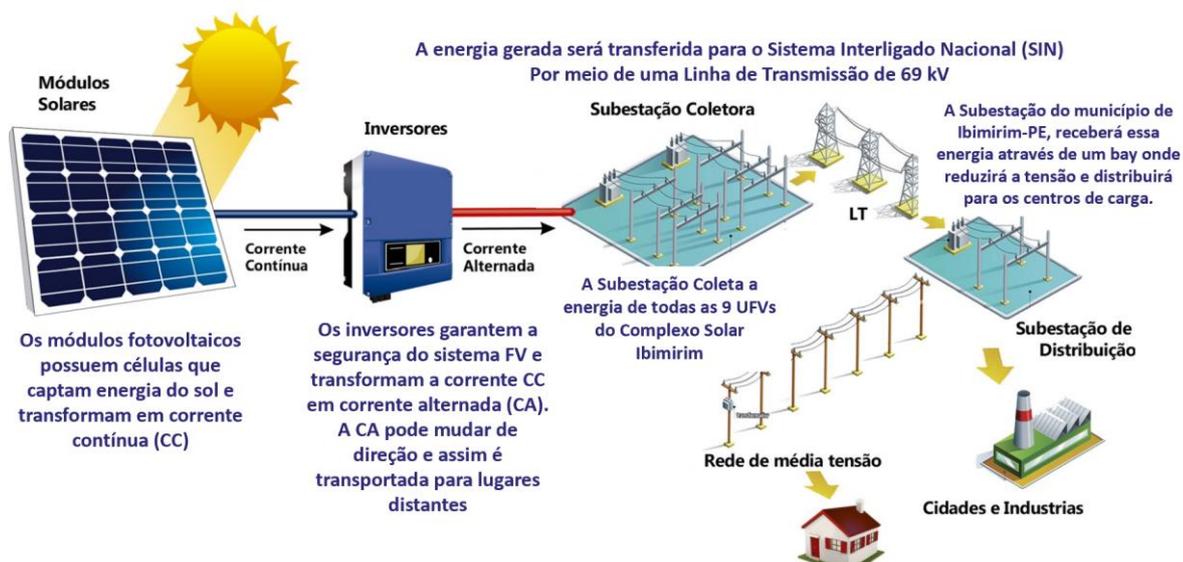
b) Linha de Transmissão (LT)

Também de interesse restrito, é responsável por transportar a energia elétrica produzida pelas UFVs da subestação elevadora até o ponto de conexão (bay de conexão) na subestação da distribuidora de energia local.

c) Bay de conexão para interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

Para a realização do escoamento da energia através do SIN, utiliza-se um bay de conexão. Esse dispositivo é um conjunto composto por estrutura civil, eletromecânica e elétrica onde devem ser montados os equipamentos necessários à interligação de uma LT advinda de um circuito terceiro à uma subestação interligada ao SIN, geralmente, pertencente à distribuidora local de energia.

Figura 7 - Ativos do Complexo Fotovoltaico Ibimirim (CSI)

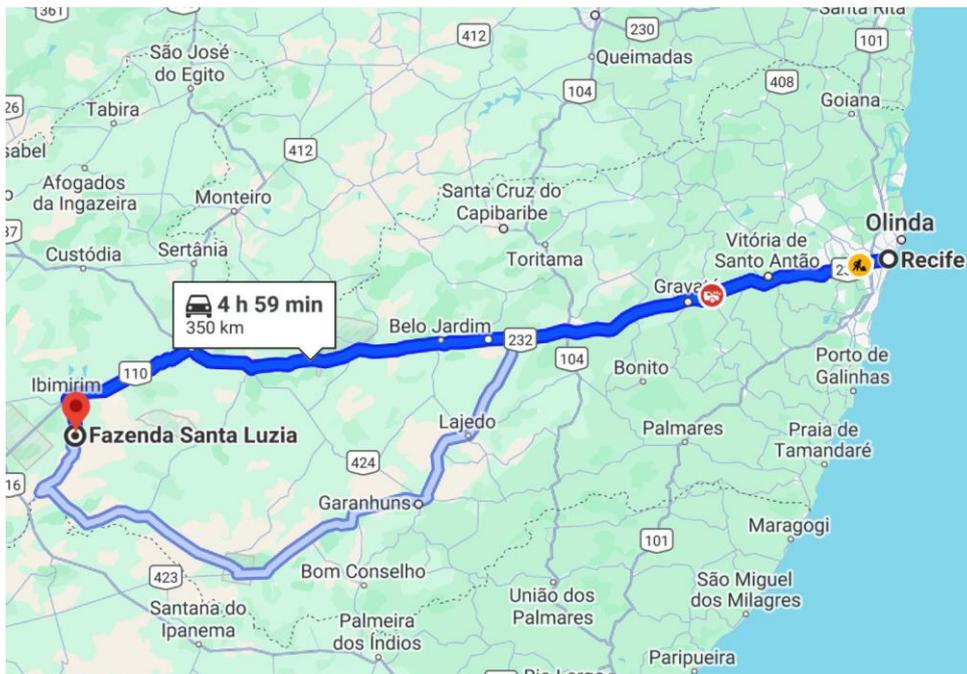


Fonte: Preserv Ambiental (2019) e Adaptado pelo Autor (2024)

O projeto está localizado no município de Ibimirim, no estado de Pernambuco, a cerca de 5 horas a oeste da cidade de Recife, conforme ilustrado na Figura 8. O Complexo será implantado a aproximadamente 12,5 km do centro de Ibimirim, na Fazenda Santa Luzia, ocupando uma área de aproximadamente 150 hectares e organizado em 9 SPEs.

O local do CSI pode ser acessado a partir da rodovia estadual PE-336, com acesso interno por estradas de terra e brita construídas pelo empreendedor. A Tabela 3, descreve a potência de cada usina que compõem o complexo onde o somatório das potências corresponde a capacidade de injeção total de 43 MW (megawatts) de potência nominal.

Figura 8 - Trajeto de Recife ao Complexo Solar Ibimirim (CSI)



Fonte: Google Maps (2023)

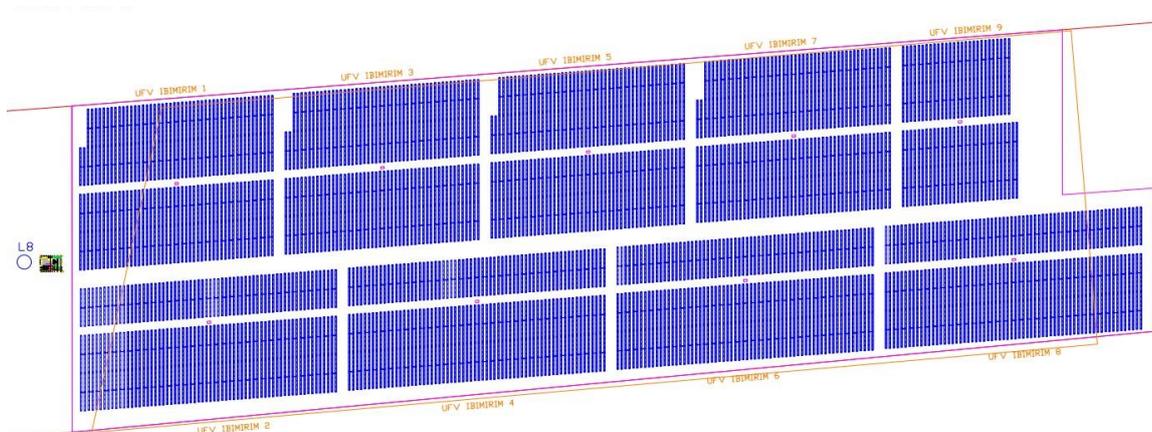
Tabela 4 - Características do empreendimento de geração solar FV

UFV	Potência Instalada CC (MWp)	Potência Instalada CA (MWac)	N° Módulos
Ibimirim 1	6,61	5,0	10098
Ibimirim 2	6,61	5,0	10098
Ibimirim 3	6,61	5,0	10098
Ibimirim 4	6,61	5,0	10098
Ibimirim 5	6,61	5,0	10098
Ibimirim 6	6,61	5,0	10098
Ibimirim 7	6,61	5,0	10098
Ibimirim 8	6,61	5,0	10098
Ibimirim 9	3,93	3,0	5916
<b>Total</b>	<b>57,15</b>	<b>43,0</b>	<b>86700</b>

Fonte: Autor (2024).

A Figura 9 a seguir detalha o layout básico do projeto com a disposição das SPES e com as vias principais e secundárias do parque solar.

Figura 9 - Layout básico do Complexo Solar Ibimirim

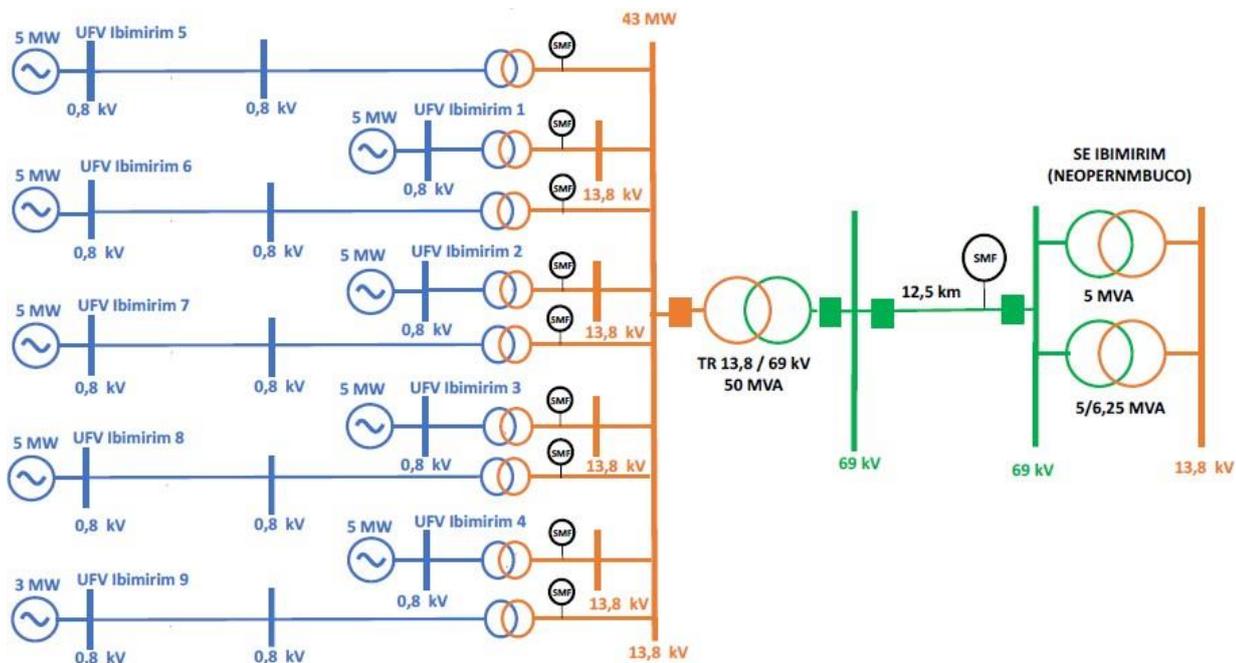


Fonte: Elétron Power (2022).

O layout de referência considera módulos solares bifaciais de 655/660/665 Wp (watt-pico). Esses componentes serão instalados em seguidores solares (*trackers*) responsáveis por orientar os painéis solares de modo a seguir o movimento do sol ao longo do dia. O complexo será conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de uma linha de transmissão de 69 kV, com cerca de 12 km de extensão, acessando a Subestação Ibimirim, cuja concessão pertence à Neoenergia Pernambuco.

O empreendimento também pode ser descrito na forma de diagrama unifilar, conforme ilustrado na Figura 10, reproduzida na sequência.

Figura 10 - Diagrama unifilar Complexo Solar Ibimirim



Fonte: Elétron Power (2022).

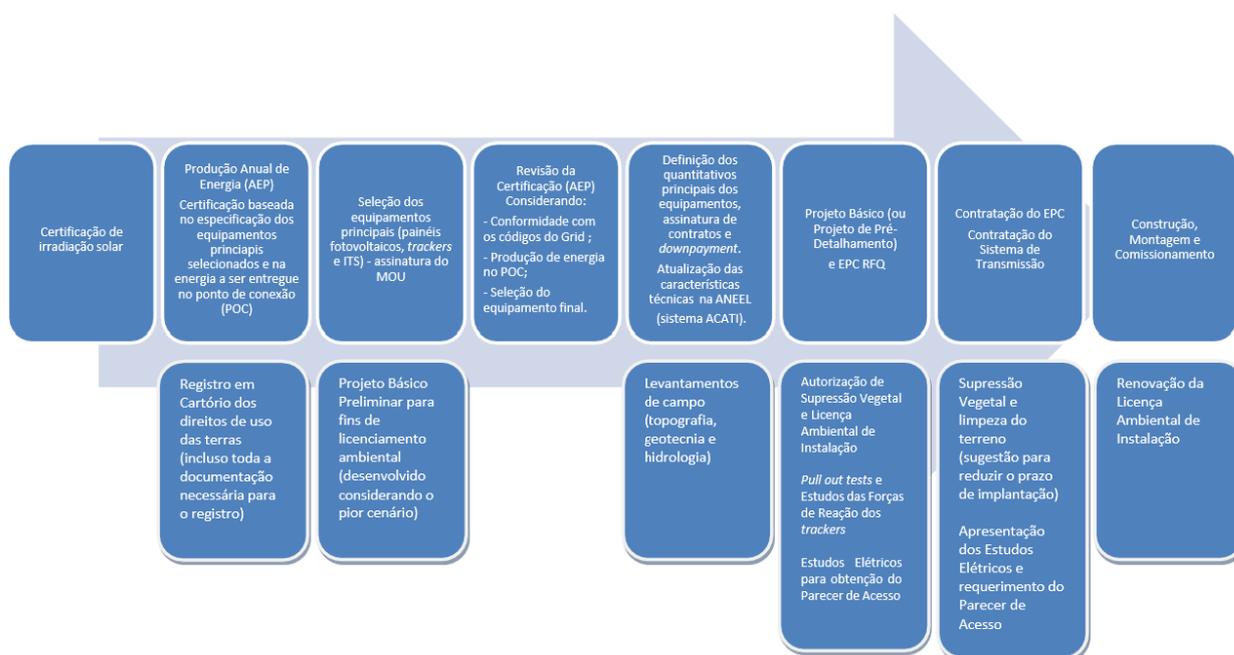
## 5.2 ETAPAS DO DESENVOLVIMENTO DO CSI

Apesar do recente crescimento dos empreendimentos fotovoltaicos no Brasil, o país ainda carece de um histórico robusto de empresas locais atuando em contratos de Engenharia, Aquisições e Construção (EPC). Além disso, o Brasil adota regulamentos que exigem um alto índice de nacionalização de equipamentos e uso de mão de obra local.

Na implantação de projetos de energia renovável, é comum ocorrerem desvios de cronograma e variações de quantidades, que podem resultar em pleitos por parte dos fornecedores. Para mitigar esses riscos, é essencial que os empreendedores adotem processos de aquisição rigorosos e cumpram todas as suas obrigações contratuais.

Baseando-se nas diretrizes apresentadas no Capítulo 4, foi adaptada uma sequência de atividades para as fases do projeto, conforme ilustrado na Figura 11, com o objetivo de reduzir incertezas e mitigar riscos de variações.

Figura 11 - Atividades a serem desenvolvidas das fases do projeto



Fonte: Autor (2024)

### 5.2.1 Configuração do Empreendimento

As Usinas Fotovoltaicas Ibimirim 1 a 9, controladas por Sociedades de Propósito Específico (SPEs) descritos conforme o diagrama unifilar da Figura 10.

### 5.2.2 Estudos de Irradiação Solar e da Produção Anual Energética

No Complexo Solar Ibimirim (CSI), não foi realizada a certificação de irradiação e produção de energia, pois, devido à capacidade reduzida do empreendimento, os órgãos regulatórios não exigem essa certificação. No entanto, foram apresentados

estudos de produção de energia elaborados por projetistas com experiência nesse tipo de projeto através do software PVSyst.

O PVSyst é um software especializado, amplamente utilizado no campo da energia solar fotovoltaica. Ele é projetado para auxiliar no planejamento, simulação e análise de sistemas de energia solar.

#### 5.2.2.1 Dados de Irradiação

No local do empreendimento, não existe uma estação solarimétrica. Portanto, foram utilizados os dados do Meteonorm 8.0, obtidos diretamente pelo software PVSyst. A Tabela 4 a seguir apresenta as médias mensais da irradiação horizontal global, irradiação difusa e temperatura. Esses dados demonstram que a cidade de Ibimirim ocupa uma posição privilegiada para a implantação de projetos solares devido à sua elevada irradiação solar média, que está aproximadamente 9,1% acima da média brasileira. Essa vantagem climática se traduz em um maior retorno sobre o investimento para projetos de energia solar, tornando a região extremamente atraente para investidores.

Tabela 5 - irradiação horizontal global mensal do site

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C
<b>Janeiro</b>	190.2	77.06	26.21
<b>Fevereiro</b>	164.1	69.00	26.37
<b>Março</b>	185.2	72.47	26.61
<b>Abril</b>	161.3	70.17	25.62
<b>Mai</b>	143.9	59.41	25.06
<b>Junho</b>	127.0	62.57	23.54
<b>Julho</b>	135.4	60.52	23.19
<b>Agosto</b>	164.5	62.75	23.39
<b>Setembro</b>	180.3	67.09	23.88
<b>Outubro</b>	196.5	67.22	25.12
<b>Novembro</b>	202.3	66.90	25.60
<b>Dezembro</b>	197.1	70.31	26.21
<b>Ano</b>	2047.7	805.47	25.06

Fonte: Adaptado pelo autor PVSyst (2023).

#### 5.2.2.2 Estudo de Produção de Energia

Devido à ausência de certificação de produção anual de energia e de uma estação solarimétrica no local do empreendimento, a Companhia contratou uma empresa especializada em certificações de produção de energia para certificar a

produção de energia estimada para o CSI. As premissas consideradas no estudo são as seguintes:

(i) Quantidades dos equipamentos principais e arranjo proposto indicados nos estudos de produção de energia e layout.

(ii) Dados de irradiação e temperatura foram obtidos da fonte Solargis/Prospect, com dados médios mensais e método de transposição de Hay.

(iii) Inputs gerais e perdas foram baseados na experiência do especialista contratado, exceto pelas seguintes perdas:

- Perdas ôhmicas dos cabos: Para BT-CC, BT-CA e MT-CA, foram considerados os valores indicados nos estudos, que serão exigidos dos fornecedores.
- Perda da LT 69 kV: Estimada internamente pelo especialista contratado.
- Perdas do transformador do eletrocentro e da SE: Definidas nas especificações dos equipamentos.

(iv) Limitação no ponto de conexão 5 MW para as UFVs Ibimirim 1 a 8 e 3 MW para a UFV Ibimirim 9.

A Tabela 5 apresenta os resultados dos estudos de produção de energia de cada UFV, considerando o primeiro ano e a média de 30 anos de produção, nos cenários P90 e P50, levando em conta a análise de incertezas.

Tabela 6 – Produção de energia considerando as perdas resultantes

Dados de Entrada	Unidade	UFV Ibimirim 1 e 2	UFV Ibimirim 3 e 8	UFV Ibimirim 9	Complexo UFV Ibimirim
<b>Resultados - Ano 1</b>					
Fator de Produção	kWh/kWp	2.190,22	2.184,86	2.198,14	2.187,02
Energia Certificada (Ano 1)	MWh/ano	14.486,51	14.561,41	8.647,81	124.989,29
Energia Líquida (Ano 1)	MWh/ano	13.597,86	13.668,90	8.116,63	117.325,77
Garantia Física (Ano 1)	MWm	1,55	1,56	0,93	13,39
Fator de Capacidade	%	29,68%	29,84%	29,52%	29,78%
<b>Resultados Média - 30 anos</b>					
Fator de Produção	kWh/kWp	2.099,09	2.096,34	2.104,32	2.097,52
Energia Certificada	MWh/ano	13.883,78	13.971,42	8.278,70	119.874,76
Energia Líquida	MWh/ano	13.032,11	13.115,07	7.770,19	112.524,84
Garantia Física	MWm	1,49	1,50	0,89	12,85
Fator de Capacidade	%	28,44%	28,63%	28,26%	28,56%
<b>Análise de Incertezas</b>					

<b>P90 e P50</b>					
<b>Resultados - Ano 1</b>					
Desvio Padrão	%	7,27%	7,27%	7,27%	7,27%
Energia Líquida - P50	MWh/ano	13.597,86	13.668,90	8.116,63	117.325,77
Energia Líquida - P90	MWh/ano	12.331,72	12.396,15	7.360,86	106.401,18
Garantia Física - P90	MWm	1,41	1,42	0,84	12,13
Fator de Capacidade - P90	%	26,91%	27,06%	26,77%	27,01%
<b>Resultados Média - 30 anos</b>					
<b>Desvio Padrão</b>	<b>%</b>	<b>6,79%</b>	<b>6,79%</b>	<b>6,79%</b>	<b>6,79%</b>
Energia Líquida - P50	MWh/ano	13.032,11	13.115,07	7.770,19	112.524,84
Energia Líquida - P90	MWh/ano	11.897,65	11.973,39	7.093,79	102.729,42
Garantia Física - P90	MWm	1,36	1,37	0,81	11,73
Fator de Capacidade - P90	%	25,97%	26,14%	25,80%	26,07%

Fonte: Elétron Energy e Consultoria Especializada (2023)

Em relação aos equipamentos principais e ao arranjo proposto, de acordo com a experiência do projetista, as Tabelas 6 e 7 indicam a quantidade de equipamentos sobressalentes para esse tipo de Complexo.

Tabela 7 - Comparativo de módulos utilizados versus módulos comprados

<b>Módulos</b>	<b>Usados</b>	<b>Comprados</b>	<b>Sobressalentes</b>	
	<b>Unidade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Unidade</b>	<b>%</b>
<b>655</b>	20.196	20.790	594	2.9%
<b>660</b>	60.588	60.588	-	0.0%
<b>665</b>	5.916	5.940	24	0.4%
<b>Total</b>	86.700	87.318	618	0.7%

Fonte: Autor (2024)

Tabela 8 - Comparativo de inversores utilizados versus módulos comprados

<b>Inversores</b>	<b>Usados</b>	<b>Comprados</b>	<b>Sobressalentes</b>	
	<b>Unidade</b>	<b>Unidade</b>	<b>Unidade</b>	<b>%</b>
<b>TS228KTL-HV</b>	189	198	9	4,80%

Fonte: Autor (2024)

A Tabela 8 a seguir compara a energia para o primeiro ano do estudo de produção de energia apresentado, o estudo de produção de energia elaborado pela consultoria especializada e a energia considerada no modelo financeiro calculada pelo empreendedor.

Tabela 9 - Estimativa de produção de energia para primeiro ano –x Estudo Energia Consultoria x Modelo financeiro

Parque	Estudo Apresentado P50 (MWh)	Modelo Financeiro		Estudo Consultoria Especializada		Consultoria Especializada/ Modelo Financeiro (Elétron)	
		P50 (MWh)	P90 (MWh)	P50 (MWh)	P90 (MWh)	P50 (%)	P90 (%)
UFV Ibimirim 1 e 2	13.760,00	13.664,00	12.397,00	13.597,90	12.331,70	99,52%	99,47%
UFV Ibimirim 3 e 8	13.800,00	13.664,00	12.432,00	13.668,90	12.396,10	100,04%	99,71%
UFV Ibimirim 9	8.200,00	8.130,00	7.321,00	8.116,60	7.360,90	99,84%	100,5%
<b>Total</b>	<b>118.520,00</b>	<b>117.442,00</b>	<b>106.707,00</b>	<b>117.325,80</b>	<b>106.401,20</b>	<b>99,90%</b>	<b>99,34%</b>

Fonte: Enerconsult e Adaptado pelo Autor (2024)

Como mostrado na Tabela 8, o estudo realizado pela consultoria especializada apresenta, para o primeiro ano no cenário P50, uma variação de apenas 0,1% a menos em comparação com a energia considerada no modelo financeiro do empreendedor. Para o primeiro ano no cenário P90, a variação é de 0,66%, também considerada dentro dos padrões de mercado. Dessa forma, a produção de energia considerada no modelo financeiro do investidor está adequada.

### 5.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS E ADMINISTRATIVOS DO CSI

#### 5.3.1 ANEEL/EPE/MME

A Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020, trata dos requisitos e procedimentos necessários para: (i) obter outorga de autorização para exploração de centrais geradoras eólicas (EOL), fotovoltaicas (UFV), termelétricas (UTE) e outras fontes alternativas com potência superior a 5.000 kW; (ii) alterar a capacidade instalada dessas usinas; e (iii) comunicar a implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

As UFVs Ibimirim 1 a 9 se enquadram como Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida (CGCR), pois cada usina terá potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW. Devido à sua característica de capacidade reduzida, nos termos da Lei 9.074/1995 e do artigo 20 da Resolução Normativa 876/2020 (REN 876/2020), essas usinas são dispensadas de obter outorgas ou concessões prévias à implantação. Após a implantação, o empreendedor deve registrar as usinas por meio do sistema de Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida (RCG) da ANEEL.

Ademais, informa-se que é assegurado às Centrais Geradoras com Capacidade Reduzida (CGCR) registradas na ANEEL o direito de comercializar energia e acessar livremente as instalações de distribuição e transmissão de energia elétrica, nos termos da legislação vigente.

### 5.3.2 TUST/TUSD

A Lei 13.203/2015, que alterou o artigo 26 da Lei 9.427/1996, estabeleceu que usinas de fontes solar, eólica e biomassa terão desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para o fluxo da energia gerada. Conforme a regulamentação da ANEEL, a redução será de no mínimo 50%, aplicada às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia gerada, comercializada ou destinada à autoprodução. Para se qualificar, a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição deve ser maior que 30.000 kW e menor ou igual a 300.000 kW, atendendo a um dos seguintes critérios:

- a) Resultar de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou
- b) Ser autorizada a partir de 1º de janeiro de 2016.

Para empreendimentos de capacidade reduzida sujeitos a registros, o desconto na TUST/TUSD é garantido pelo § 1º do artigo 26 da Lei 9.427/1996, sem exigência de outras condições. A Lei 14.120/2021, que encerrou a aplicação de descontos na TUST/TUSD a partir de 2 de março de 2022, não afetou o direito das usinas de

capacidade reduzida aos descontos, pois estas não necessitam de outorgas e não foram impostas condições adicionais para a sua percepção. Este entendimento está expresso no Parecer da Procuradoria da ANEEL nº 77/2021, emitido em 13 de abril de 2021.

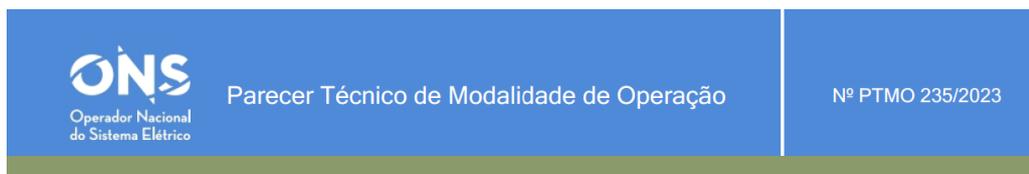
### 5.3.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Após a emissão do Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida (RCG), a usina deve passar pelo processo de classificação de modalidade de operação, conforme estabelecido no submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede. Essa etapa é conduzida através do SGIIntegração do ONS, após o devido cadastro no Sintegre.

O objetivo principal da classificação de modalidade de operação de uma usina é determinar o tipo de relacionamento operacional com o ONS e os requisitos a serem cumpridos durante o processo de integração. O resultado desse processo é a emissão do PTMO (Parecer Técnico de Modalidade de Operação).

O PTMO 235/2023 para o Complexo Solar Ibimirim (CSI) foi obtido em 31 de outubro de 2023, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Parecer Técnico de Modalidade de Operação – CSI



INFORMAÇÕES DO PTMO	
AGENTE:	UFV IBIMIRIM (1 a 9) GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA
USINA / CEG / POTÊNCIA DECLARADA PELO AGENTE	UFV Ibimirim 1 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 2 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 3 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 4 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 5 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 6 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 7 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 8 - 4,994 MW   Ufv Ibimirim 9 - 2,951 MW
MUNICÍPIO / UF	Ibimirim / PE
PONTO DE CONEXÃO	SE Ibimirim 69 kV / NEOENERGIA PE
ATO AUTORIZATIVO	Usinas ainda não possuem ato autorizativo emitido
PREVISÃO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO	01/01/2024
MODALIDADE DE OPERAÇÃO	Tipo III
DATA DA EMISSÃO DO PTMO	27/10/2023
DATA DE SOLICITAÇÃO DO AGENTE	04/10/2023
DESCRIÇÃO DA CONEXÃO:	
O sistema de interesse restrito das centrais geradoras se interliga a SE Ibimirim 69 kV, sob a responsabilidade da Companhia Energética de Pernambuco (Neoenergia PE).	

Fonte: ONS e Adaptado pelo Autor (2024)

O PTMO conclui que as usinas do Complexo Solar Ibimirim (CSI) são classificadas como Tipo III, ou seja, não possuirão relacionamento operacional direto com o Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme estabelecido no submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede.

#### 5.3.4 Conexão

A central geradora pode se conectar tanto à Rede Básica quanto à rede de distribuição. O procedimento a ser seguido pelo desenvolvedor é o mesmo utilizado pelas Centrais Geradoras Centralizadas com potência instalada superior a 5.000 kW. Dependendo da conexão, o rito é o seguinte:

- a) Rede Básica: Solicita-se a Informação de Acesso e o Parecer de Acesso ao ONS, devendo celebrar os contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e de Conexão à Rede de Transmissão (CCT).

- b) Rede de Distribuição: Solicita-se a Informação de Acesso e o Parecer de Acesso ("Orçamento de Conexão") à Distribuidora, devendo celebrar o contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).

#### 5.3.4.1 CCEE

É necessário efetuar a adesão à CCEE e cadastrar os Sistemas de Medição de Faturamento (SMF), seguindo os Procedimentos de Comercialização. A lista de documentos necessários, assim como os procedimentos para adesão de agentes geradores, estão descritos nos seguintes submódulos dos Procedimentos de Comercialização:

1.1 - Adesão à CCEE

1.2 - Cadastro de Agentes

Os procedimentos e modelos de documentos necessários podem ser encontrados no site da CCEE: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br) > Mercado > Procedimentos de Comercialização.

## 5.4 ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL (CAPEX)

O orçamento de investimento em ativos fixos de um projeto é uma das premissas mais cruciais na avaliação de sua viabilidade econômico-financeira. Portanto, o investidor deve dedicar atenção especial a esse aspecto durante a análise e definição do escopo do projeto, juntamente com a análise dos custos de desenvolvimento (TOBIAS, 2023).

Conceitualmente, o "CAPEX" é uma abreviação de "*Capital Expenditure*", que pode ser traduzido como "Despesas de Capital" ou "Investimento em Ativos". O CAPEX refere-se aos gastos financeiros realizados por uma empresa para adquirir, melhorar, manter ou expandir ativos de longo prazo, como propriedades, instalações, equipamentos, maquinaria e tecnologia (DAMODARAN, Aswath, 2012). Assim, os custos de despesa de capital (CAPEX) englobam todas as despesas realizadas pelo

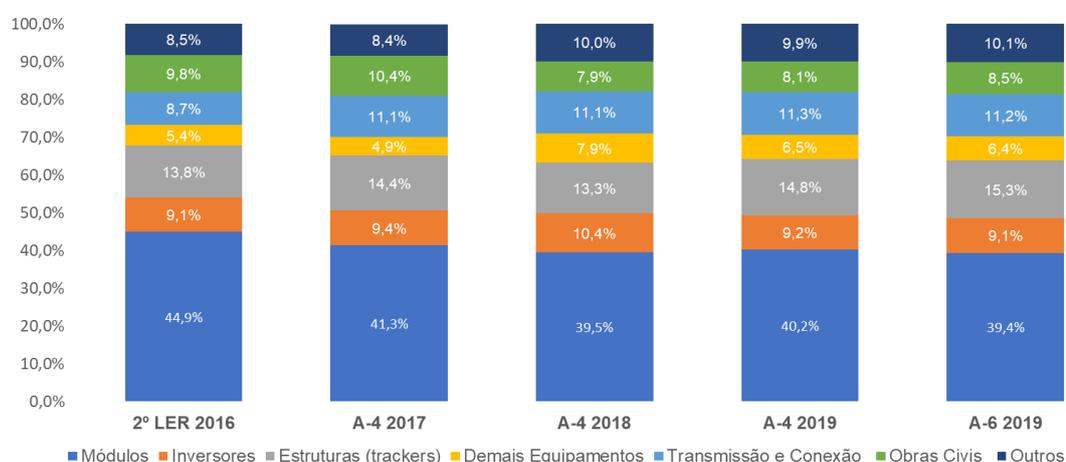
empreendedor desde a concepção inicial do projeto até o momento em que ele está pronto para ser conectado à rede (*completion*).

Dada a ampla variedade de itens que compõem o CAPEX de um projeto solar de grande porte, o investidor optou por adotar o método da curva ABC, conforme sugerido por Carvalho (2022). Em termos simples, o método da curva ABC envolve a identificação dos 20% dos itens que representam aproximadamente 80% do valor total apresentado pelo empreendedor. Isso permite uma priorização eficaz dos gastos e recursos, focando nas áreas que têm o maior impacto financeiro e estratégico.

Para projetos solares de grande porte, segundo a EPE (2020), os itens módulos fotovoltaicos, inversores e *trackers* representam cerca de 64% do orçamento total de investimentos do projeto. Outros itens representativos são transmissão e conexão, com aproximadamente 11%, obras civis com 8,5% e "outros" com 10%, que incluem terreno, ações socioambientais, custos indiretos, logística, montagem, testes e seguros.

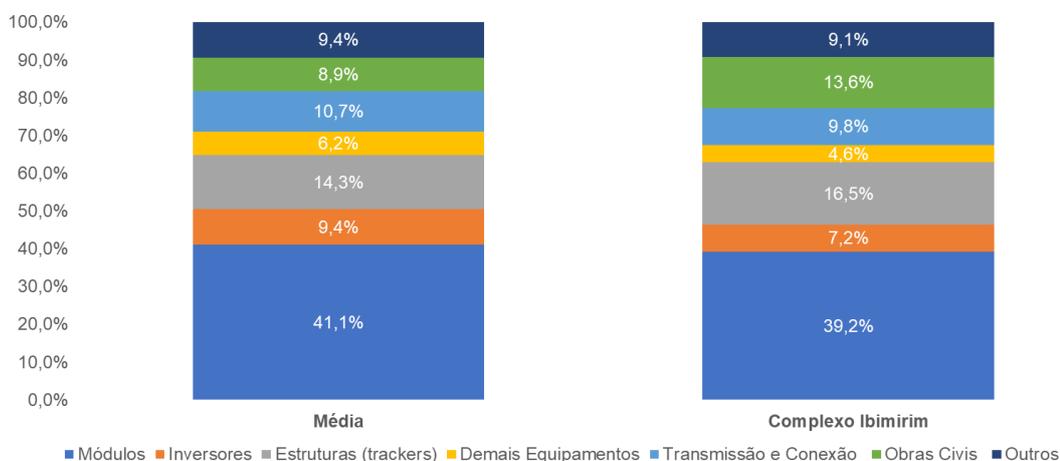
Na Figura 13, é apresentado o detalhamento do orçamento total de projetos de geração centralizada solar fotovoltaica participantes de leilões de energia regulada, conforme os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020). Já na Figura 14, há um comparativo da estratificação dos custos do CSI em relação à média dos dados apresentados pela EPE, demonstrando que o projeto do empreendedor está coerente e em linha com os principais projetos vencedores de leilões de comercialização de energia no ambiente regulado.

Figura 13 – Orçamentos de geração centralizada solar fotovoltaica



Fonte: EPE, 2020 e adaptado pelo Autor (2024)

Figura 14 – Comparativo custos CSI x média dos projetos de GC EPE



Fonte: EPE (2020) e adaptado pelo Autor (2024)

Para o Complexo Solar Ibimirim (CSI), foram realizadas várias cotações respeitando a política de compliance do empreendedor, onde todos os itens foram orçados com no mínimo três propostas. Dessa forma, consolidaram-se os melhores preços para serviços e produtos, seguindo critérios técnicos específicos para o projeto e critérios financeiros.

O CAPEX consolidado para o CSI estabeleceu-se em R\$ 213.797.527,33, dividido em Hard CAPEX de R\$ 193.351.019,72 e Soft CAPEX de R\$ 20.446.507,61. O termo "Hard CAPEX" refere-se a gastos de capital relacionados a investimentos em ativos físicos tangíveis, como equipamentos, maquinaria, infraestrutura, instalações industriais, imóveis e outros bens materiais. Esses investimentos são considerados "duros" porque envolvem desembolsos financeiros significativos e de longo prazo em ativos físicos que têm uma vida útil prolongada.

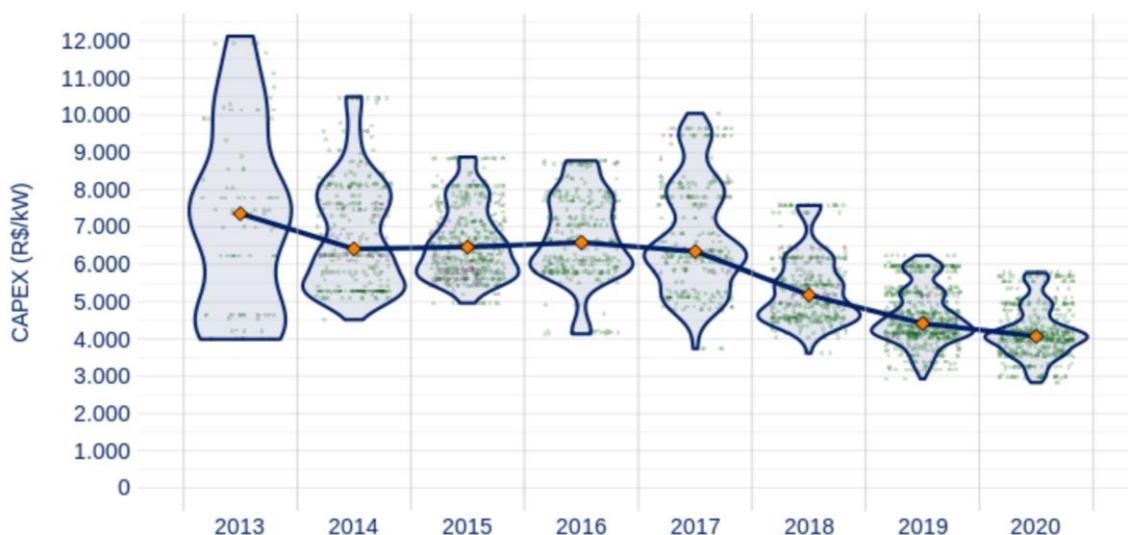
Por outro lado, o conceito de "Soft CAPEX" refere-se a gastos de capital relacionados a ativos intangíveis, como pesquisa e desenvolvimento, treinamento, software, marketing e outras despesas que não envolvem a aquisição direta de ativos físicos (ROSS, Stephen A; WESTERFIELD, Randolph W, et al., 2015).

Além disso, observa-se para o CSI um custo índice de R\$ 4.296,69/kW, associado à potência total instalada em corrente alternada (CA) dos inversores.

De acordo com o Caderno de Preços de Geração de 2021 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), as informações contidas nele têm como principal fonte de referência os dados armazenados no Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica, conhecido como AEGE. Este sistema é alimentado com informações fornecidas pelos empreendedores que participam do processo de habilitação técnica nos leilões de geração de energia elétrica.

A Figura 15 representa o comportamento dos valores de CAPEX, em R\$/kW, baseado nos dados registrados nos leilões de comercialização de energia do ambiente regulado. É possível observar uma tendência de queda nos últimos anos, bem como a redução da dispersão, reflexo do ganho de maturidade da fonte solar. Nos últimos anos, a energia solar consolidou seu protagonismo no Brasil, tornando-se a segunda maior fonte de produção de energia elétrica do país, atrás apenas das hidrelétricas, com 30 GW em operação, somando a geração centralizada (9 GW) e distribuída (21 GW).

Figura 15 – Evolução do Capex dos projetos de geração solar fotovoltaica



Fonte: EPE (2023).

Segundo a EPE, pela avaliação dos dados nacionais disponíveis, os valores mais recentes indicam que o investimento médio para usinas solares fotovoltaicas gira em torno de R\$ 4.000/kW a R\$ 4.500/kW. O Complexo Solar Ibimirim (CSI) apresentou um investimento médio de R\$ 4.296,69/kW, em linha com os dados nacionais, demonstrando que o empreendedor domina as melhores práticas de mercado.

## 5.5 OPEX – Operação e Manutenção (O&M)

O processo de operação e manutenção (O&M) de um sistema fotovoltaico (FV) é crucial para o gerenciamento eficaz de uma usina solar ao longo de sua vida útil. Ele envolve a operação em tempo real, monitoramento do desempenho da usina e a realização de manutenções preventivas e corretivas para garantir a máxima produtividade (EMAP SOLAR, 2020).

Nos últimos anos, várias técnicas de inspeção de módulos fotovoltaicos foram avaliadas e transformadas em métodos de verificação local. No entanto, um desafio significativo tem sido determinar quais dessas técnicas são mais eficazes (MÜHLEISEN et al., 2019). As abordagens variam desde inspeções visuais simples até técnicas mais avançadas, como eletroluminescência, fotoluminescência, espectroscopia, termografia infravermelha e medições de parâmetros elétricos, incluindo a curva I-V.

É importante considerar as condições locais de cada instalação fotovoltaica, pois fatores como temperatura ambiente, índices pluviométricos, nebulosidade, velocidade do vento, latitude e poluição atmosférica, bem como a possibilidade de acumulação de sujeira nos módulos, podem afetar a produção de energia de forma única em cada usina solar. Portanto, a escolha das técnicas de O&M deve levar em consideração essas variáveis específicas do local para garantir o desempenho ideal do sistema fotovoltaico.

Para manter e garantir a performance do Complexo Solar Ibimirim (CSI), foram definidos os itens que irão compor a O&M, considerando questões regulatórias, práticas de mercado e especificidades do projeto. As principais premissas adotadas para as estimativas do Opex são:

- a) SG&A: estimado em R\$ 31.125,00/mês, somando auditoria externa e despesas administrativas do modelo financeiro do empreendedor.
- b) Seguros: prêmio de 2% sobre 10% do Capex Equipamentos, conforme práticas de mercado.

c) Meio Ambiente: estimado de acordo com o porte do projeto, relacionado ao cumprimento dos programas ambientais exigidos nas licenças ao longo da vida útil do empreendimento.

d) Arrendamento: com remuneração limitada a 3% do faturamento bruto anual, reajustada anualmente pelo IPCA onde os pagamentos começam após 5 anos do início da operação comercial.

e) EUSD: encargo de Uso do Sistema de Distribuição será arcado pelo comprador da energia e não será considerado.

f) Contribuição ao CCEE e ONS: 0,05% sobre o faturamento bruto para cada entidade, mas a associação ao ONS é opcional, considerando apenas a parte da CCEE.

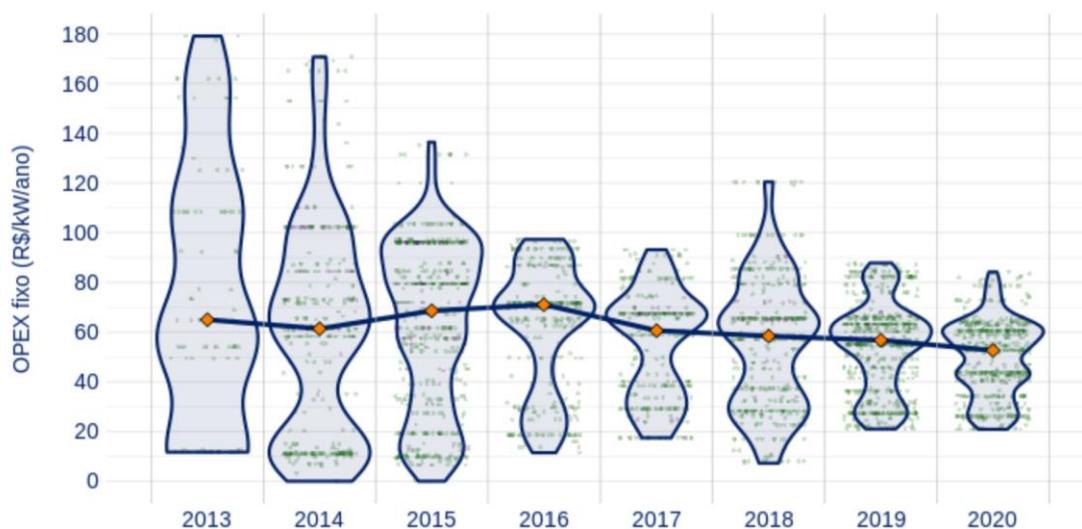
g) Serviços Técnicos de O&M: conforme contrato, R\$ 18.550/MWp, incluindo manutenções preventiva e preditiva, pronto atendimento, engenharia de pré e pós-operação, engenharia de manutenção, uso de sistema computadorizado de gestão de O&M, atendimento à resolução normativa nº 906/2020 Aneel, gestão e reposição de estoque de peças sobressalentes e atendimento às normas de segurança do trabalho.

h) Outros Custos de O&M: R\$ 7.248,63/MWp para monitoramento e operação remota, sistema de telecomunicação, lavagem de módulos FV (estimado 3 vezes/ano), poda e capina (estimado 2 vezes/ano), além de contingência (manutenções corretivas e horas extras - 0,05% do Capex/ano).

i) Capex Modernização: estimativa de reinvestimento periódico em peças, equipamentos e atualização de softwares até o 15º ano de operação, considerando a vida útil de 30 anos do empreendimento. Principais equipamentos incluem skids, componentes eletrônicos do tracker, equipamentos de pátio da subestação e componentes do BOP.

Portanto, o custo de O&M estimado para o CSI é de R\$ 25,80/kWp.ano ou R\$ 32,00/kW.ano, ficando 36% abaixo da média nacional, conforme os dados do Caderno de Geração da EPE (2021), que apresentam custos de O&M entre R\$ 40/kW.ano e R\$ 60/kW.ano para usinas vencedoras nos leilões de comercialização regulada de energia, conforme ilustrado na Figura 16.

Figura 16 - Evolução dos valores de O & M da fonte solar fotovoltaica



Fonte: EPE (2023).

## 5.6 ESTRATÉGIA DE FUNDING

O financiamento de um projeto de investimento é essencial para viabilizar sua implementação, independentemente da origem dos recursos, que podem ser provenientes dos acionistas, de terceiros (por meio de dívida) ou da geração de caixa do próprio projeto. Neste contexto é comum para esse tipo de empreendimento uma estratégia de financiamento por meio de recursos de terceiros, ou seja, dívida (RUIZ, 2021).

A disponibilidade e as condições de financiamento desempenham um papel crucial na viabilidade econômica de um projeto. Projetos *greenfield* de geração centralizada de energia elétrica por meio de fonte solar fotovoltaica são geralmente intensivos em capital e complexos, demandando grande volume de investimento e um retorno ao investidor que reflita adequadamente o risco envolvido. Portanto, é imperativo que o investidor dedique tempo à análise das diferentes estratégias de financiamento disponíveis.

Ao escolher uma alternativa de financiamento, o investidor deve considerar os principais parâmetros que podem impactar a viabilidade do projeto. Isso inclui fatores

como o nível de alavancagem, o prazo de carência (médio e total), o custo efetivo total, as garantias necessárias, o prazo estimado de estruturação e outros. Além disso, é fundamental avaliar como esses parâmetros podem variar em diferentes cenários, desde os mais otimistas até os mais pessimistas. Essa análise possibilitará uma compreensão abrangente dos riscos e da viabilidade econômico-financeira do projeto.

Para melhor ilustrar as diferentes estratégias de financiamento, apresentaremos duas modalidades principais: *corporate finance* e *project finance*. Essas modalidades são aplicáveis a projetos de infraestrutura em geral, incluindo projetos de geração de energia elétrica a partir de fonte fotovoltaica.

#### 5.6.1 Modalidades de financiamento

Quando se trata de crédito de longo prazo, as duas principais modalidades de financiamento de projetos *greenfield* são: *corporate finance* e *project finance*.

##### 5.6.1.1 Financiamento corporativo (*Corporate Finance*)

O *corporate finance*, ou financiamento corporativo, é um processo de obtenção de recursos para financiar os investimentos de uma empresa. Nessa modalidade, o financiamento é concedido avaliando a capacidade de geração de caixa do portfólio completo de ativos de uma empresa como forma de serviço da dívida (FINNERTY, 2013). No entanto, devido às características dos projetos de geração centralizada solar FV, esses são mais adequados para a modalidade de *project finance*.

##### 5.6.1.2 Financiamento do Projeto (*Project Finance*)

Segundo Finnerty (2013), o *project finance*, ou financiamento de projeto, consiste na captação de recursos com possibilidade limitada de recorrer a fontes de geração de caixa distintas das que compõem o próprio projeto, visando custear o investimento de capital economicamente segregado a partir da emissão de valores mobiliários ou obtenção de empréstimos, remunerados e resgatados exclusivamente a partir dos fluxos de caixa do próprio projeto.

O serviço da dívida depende quase que exclusivamente da geração de caixa do projeto e do valor de suas garantias, que incluem todos os ativos do projeto. Para

que um projeto seja elegível à modalidade *project finance*, são necessários alguns elementos básicos:

- i) o projeto (ativos, contratos e geração de caixa) deve ser segregado em uma entidade jurídica distinta;
- ii) os ativos do projeto devem ser rentáveis por si só, como uma unidade econômica independente;
- iii) deve haver a possibilidade de cessão, penhora ou alienação de todos os ativos e contratos relacionados ao projeto em benefício do financiador;
- iv) deve ser utilizado um conjunto de ativos novos, financiáveis e desembaraçados que possam ser empregados como garantia;
- v) é fundamental uma estrutura contratual sólida que assegure a capacidade do projeto de gerar fluxo de caixa suficiente para cumprir com os compromissos da dívida (FINNERTY, 2013).

Além disso, outras características comuns a esses projetos, mas não essenciais, incluem:

- i) a existência de contratos de longo prazo para a venda da produção, envolvendo contrapartes com sólida capacidade de crédito ou, pelo menos, uma ampla capacidade de mercado para absorver o produto em termos de volume e previsibilidade de preços;
- ii) a garantia da disponibilidade contínua dos fatores de produção, como matéria-prima, mão de obra e serviços, em volumes adequados para operar na capacidade planejada durante toda a vida do projeto;
- iii) a demonstração de capacidade técnica para operar o ativo, seja através de uma equipe interna capacitada ou por meio de terceirização especializada;
- iv) A elaboração de contratos e apólices de seguro de forma a distribuir os riscos do projeto entre várias partes envolvidas (FINNERTY, 2013).

Conforme Finnerty (2013), destacam-se algumas vantagens da modalidade de financiamento através de *project finance* em relação ao financiamento corporativo:

- 1) Compartilhamento de riscos: envolve a mitigação e a distribuição dos riscos operacionais e financeiros entre os diversos participantes do projeto.

- 2) Expansão da capacidade de endividamento do acionista: estruturar o financiamento de um projeto de forma a evitar que a dívida do projeto seja consolidada no Balanço Patrimonial do acionista.
- 3) Maior endividamento do projeto: supondo que o projeto tenha capacidade de geração de caixa para suportar uma alavancagem financeira significativa, é mais conveniente para o acionista realizar essa alavancagem dentro do próprio projeto, em vez de incorporá-la em seu próprio balanço.
- 4) Maior controle sobre os fluxos de caixa livres: todo o fluxo de caixa livre gerado por um projeto é distribuído aos investidores, limitando a capacidade dos gestores do projeto de reinvestir esses recursos em outras finalidades.

Por fim, a principal desvantagem da modalidade de *project finance* é a complexidade de sua estruturação, necessitando de um investimento maior de tempo para obtenção do financiamento, o que geralmente acarreta maiores custos de estruturação.

#### 5.6.2 Contexto e oferta de crédito

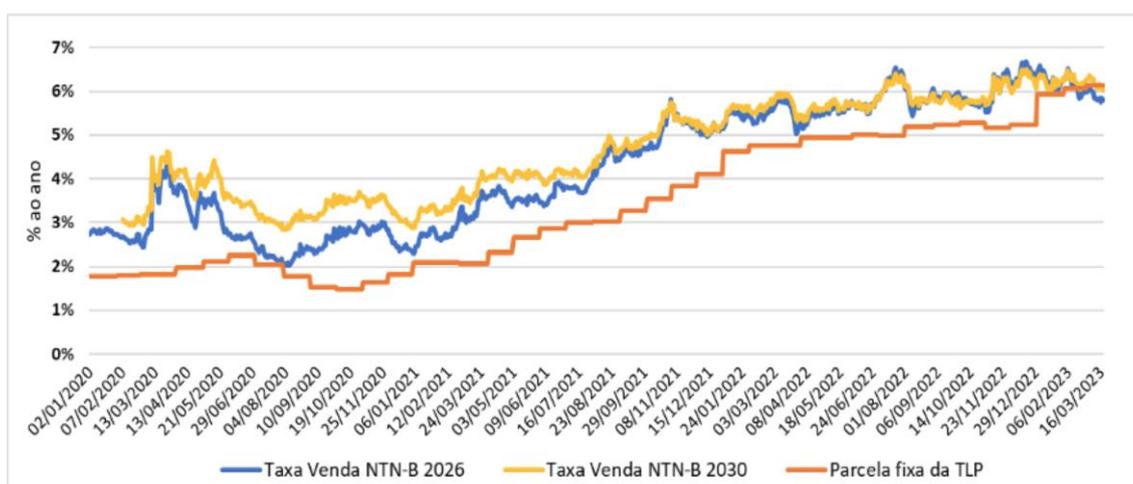
A persistência de elevadas taxas de juros e valores significativos de investimento, somados ao cenário de preços de eletricidade em baixa a longo prazo, representa um desafio considerável para a viabilização de novos projetos. Essa situação já está refletindo na diminuição dos volumes de financiamento contratados em 2023 (RUIZ, E., 2023).

As altas taxas de juros de longo prazo estão encarecendo tanto o custo do capital próprio dos empreendedores quanto o custo de todas as fontes de financiamento em moeda nacional. Como demonstrado na Figura 17, a parcela fixa da Taxa de Longo Prazo (TLP), acrescida ao IPCA, aumentou de 1,49% ao ano em outubro de 2020 para 6,15% ao ano em março de 2023 (BNDES, 2023b). Ao mesmo tempo, a taxa de venda da Nota do Tesouro Nacional série B (NTN-B) com vencimento em 2030 subiu de uma média de 3,54% ao ano (acréscimo ao IPCA) para 6,19% ao ano no mesmo período (Tesouro Nacional, 2023).

A TLP aumentou mais rapidamente do que a taxa da NTN-B devido à regra de transição estabelecida na Lei nº 13.483 de 2017. O chamado 'fator alfa' tornou-se igual a um a partir de janeiro de 2023 e permanecerá assim no futuro. Isso faz com que os custos do BNDES e das debêntures se assemelhem, uma vez que a parcela fixa da TLP agora equivale à média dos três meses anteriores da taxa da NTN-B com vencimento em cinco anos.

Em relação à inflação, houve um início de desaceleração a partir de julho de 2022. O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) caiu de 11,89% para 5,60% em fevereiro de 2023, no acumulado de 12 meses (IBGE, 2023).

Figura 17 - Histórico da taxa de venda da NTN-B com vencimento em 2026 e 2030 e da parcela fixa da TLP



Fonte: Tesouro Nacional (2023); BNDES (2023)

Esse cenário desafiador levou o empreendedor a analisar algumas fontes de financiamento, como linhas de crédito voltadas para a geração de energia ou estratégias de obtenção de recursos específicas para esse modelo de negócio, incluindo linhas do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco do Nordeste (BNB) e Debêntures Incentivadas.

Devido à dificuldade de estruturação e aos custos de capital mais elevados, o investidor descartou a emissão de debêntures incentivadas para o Complexo Solar Ibimirim, restringindo sua análise aos bancos de fomento e desenvolvimento econômico, BNB e BNDES. Considerando critérios como alavancagem, taxa média de juros, prazo da dívida, carência, estruturas de garantias e relacionamento com o

banco, o empreendedor optou por seguir o processo de financiamento com o BNB, utilizando os recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE).

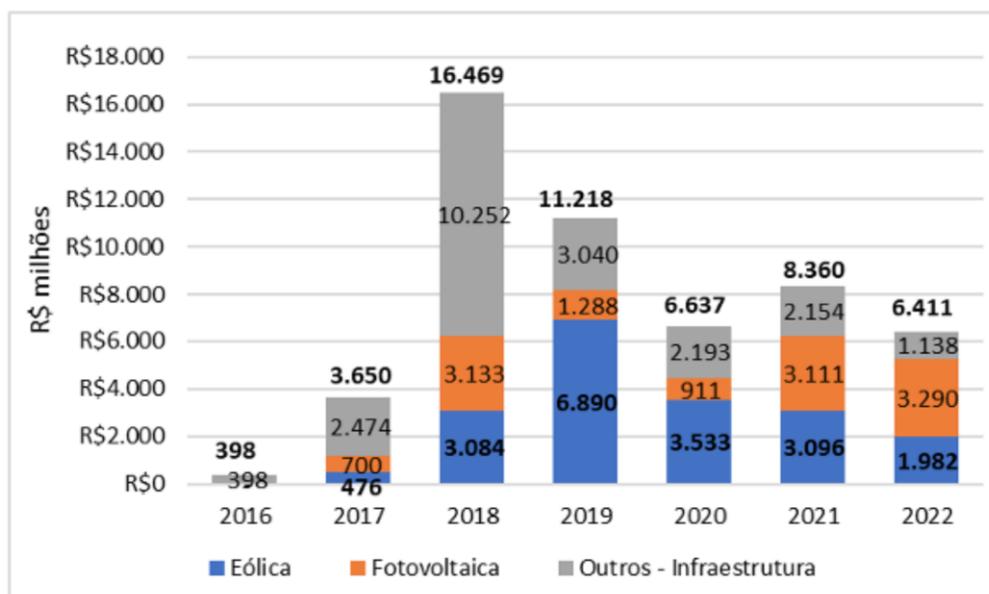
### 5.6.3 Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE)

O Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), criado pela Constituição Federal de 1988 e regulamentado pela Lei nº 7.827/1989, fornece recursos financeiros estáveis para atividades produtivas no Nordeste e em partes dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, visando reduzir disparidades socioeconômicas e regionais no Brasil (BNB, 2023).

O FNE promove o desenvolvimento econômico e social, apoiando microempreendedores, produtores, empresas, associações, cooperativas, educação (P-FIES) e energia sustentável, especialmente mini e microgeração de energia fotovoltaica. O Banco do Nordeste operacionaliza o FNE e elabora anualmente uma proposta de aplicação de recursos, submetida ao Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) e à Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), para orientar investimentos locais (BNB, 2023).

Em 2022, foram contratados R\$ 6,41 bilhões em financiamentos para projetos de infraestrutura, 23,3% menos que em 2021 e abaixo do orçamento original de R\$ 8,4 bilhões (BNB, 2022). Destes, 82,2% foram alocados a projetos eólicos e fotovoltaicos, com um aumento de 6% nos recursos para fotovoltaicos em comparação a 2021, atingindo R\$ 3,29 bilhões (Figura 18). O aumento nos investimentos em energia fotovoltaica, apesar dos desafios macroeconômicos, foi impulsionado pelo marco legal da MMGD instituído pela ANEEL através da Lei 14.300/22, que alterou as regras do sistema de compensação de energia elétrica, incentivando uma corrida entre os investidores para garantir as regras anteriores (Resoluções Normativas 482/12 e 687/16).

Figura 18 - Contratações Infraestrutura FNE



Fonte: BNB 2023

Por fim, apesar dos desafios macroeconômicos e do aumento dos custos de implantação, o empreendedor adotou variadas estratégias de comercialização de energia elétrica e utilizou algumas especificidades do FNE para customizar a operação, viabilizando o projeto. Isso fez com que todos os parceiros envolvidos na operação, como credores, garantidores e assessores financeiros, saíssem da zona de conforto e encontrassem soluções não triviais. Assim, o esforço conjunto permitiu a superação das adversidades e a adaptação às mudanças mercadológicas e regulatórias do setor.

#### 5.6.4 Condições de financiamentos aprovadas para o Complexo Solar Ibimirim

O processo junto ao BNB para a obtenção do financiamento do Complexo Solar Ibimirim (CSI) iniciou em dezembro de 2022 e finalizou a primeira etapa em 25 de outubro de 2023.

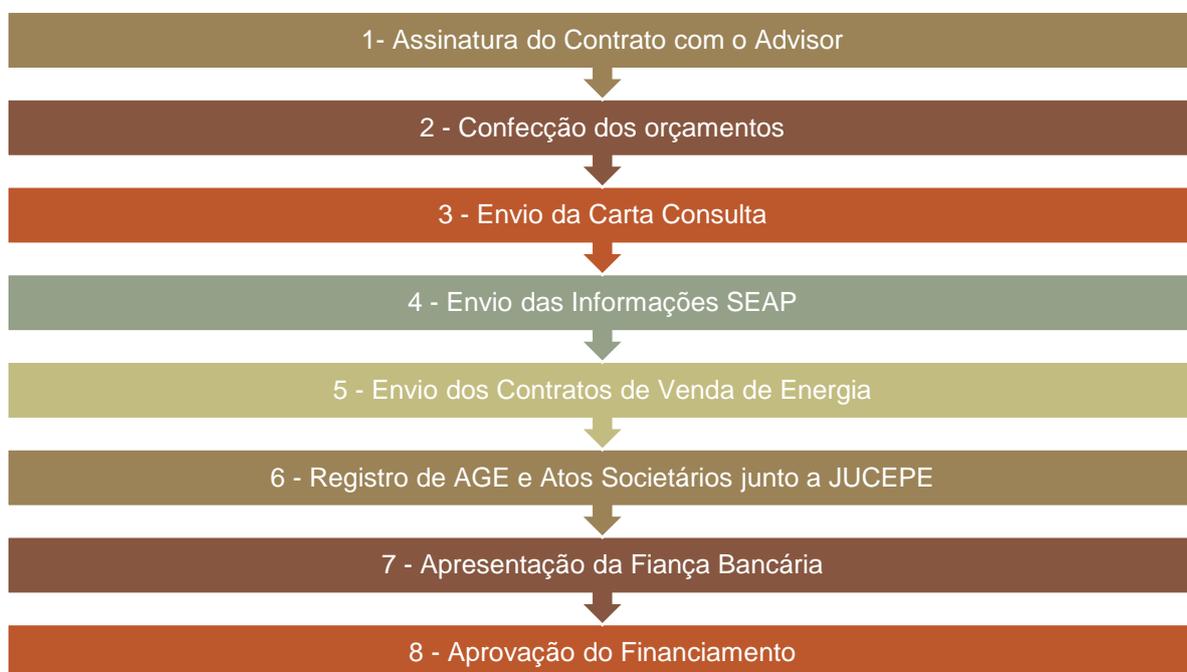
O principal desafio enfrentado foi encontrar uma modelagem financeira que se adequasse às linhas de crédito do banco e trouxesse à Companhia um maior retorno financeiro. Isso porque há uma série de indicadores que o projeto necessariamente

precisa cumprir, com destaque para o percentual de alavancagem e o índice de cobertura sobre a dívida (ICSD).

Dessa forma, o empreendedor decidiu dividir o CSI em 10 SPEs distintas, sendo nove SPEs para as usinas fotovoltaicas e uma SPE para a subestação coletora, solicitando os recursos individualmente.

Abaixo, a linha do tempo e os principais marcos (Figura 19) para a obtenção da aprovação do financiamento junto ao BNB.

Figura 19 - Principais marcos para obtenção do financiamento junto ao BNB



Fonte: Autor (2024)

As principais condições de deferimento do financiamento são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 10 - Condições de financiamento BNB

PROJETO	INDICADORES			
	EQUITY	FINANCIAMENTO	TOTAL	ALAVANCAGEM
UFV IBIMIRIM 1	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 2	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 3	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 4	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%

UFV IBIMIRIM 5	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 6	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 7	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 8	1.303.939,75	19.645.056,17	20.948.995,92	93,8%
UFV IBIMIRIM 9	1.492.869,12	12.473.668,04	13.966.537,16	89,3%
SPE SE	18.901.708,82		18.901.708,82	0%
TOTAL	30.826.095,94	169.634.117,40	200.460.213,34	85%

Fonte: Autor (2024)

### 5.6.5 Emissão das garantias – Fiança Bancária

Sob a ótica do credor, as garantias desempenham um papel essencial na mitigação e compartilhamento do risco de inadimplência em um financiamento. Embora sejam acessórias à obrigação principal, que é o empréstimo ou financiamento em si, as garantias não têm como objetivo principal quitar a dívida, mas sim pressionar o devedor, no caso deste trabalho, o projeto solar fotovoltaico.

É crucial compreender que, isoladamente, as garantias não garantem o sucesso financeiro de um projeto. Elas não substituem a capacidade de pagamento do projeto em si, nem a análise da solidez financeira dos acionistas envolvidos. As garantias funcionam como uma camada adicional de segurança financeira para incentivar o cumprimento das obrigações de pagamento pelo devedor. No entanto, é fundamental reconhecer suas limitações quando o projeto não gera fluxo de caixa suficiente para cobrir suas obrigações.

Portanto, a análise da capacidade de pagamento intrínseca ao projeto e a avaliação da robustez financeira dos acionistas desempenham um papel crítico na avaliação de riscos pelo credor (RUIZ, 2021).

#### 5.6.5.1 Garantias por fases do projeto solar fotovoltaico

Segundo Hoffman (2008), há quatro períodos de risco do ponto de vista do financiador do projeto, conforme a Figura 20 a seguir:

Figura 20 - Períodos de riscos de um projeto



Fonte: Hoffman (2008, p. 28-29) e adaptado pelo Autor (2024)

O estágio de desenvolvimento de um projeto desempenha um papel crucial na avaliação do risco associado a ele, com implicações significativas para os credores. Quanto mais avançado o projeto, menor a incerteza em relação à necessidade de capital e à geração futura de fluxo de caixa, reduzindo assim o risco de inadimplência. Um marco-chave nesse processo, conhecido como "*completion*" ou conclusão do projeto, aborda riscos tanto de natureza técnica quanto financeira.

No âmbito financeiro, o *completion* envolve a probabilidade de aumento significativo nos custos para colocar o projeto em operação, além do risco de que a margem operacional seja afetada após o início das operações. Já no aspecto técnico, trata-se da possibilidade de o projeto revelar-se tecnicamente inviável ou demandar investimentos substanciais para se tornar viável.

Devido à complexidade e incerteza envolvidas nesse estágio, os credores adotam diferentes abordagens de proteção e controle. Geralmente, as exigências de garantias são mais rigorosas na fase *pré-completion*, quando o risco é mais elevado devido à falta de demonstração de capacidade de geração de fluxo de caixa.

No caso do financiamento adquirido pelas SPEs do CSI junto ao BNB, a principal garantia é a fiança bancária, obtida através de contrato com uma instituição financeira de primeira linha. O contrato de fiança é um instrumento jurídico que assegura que o fiador assumirá as obrigações do devedor caso este não as cumpra.

Este contrato deve ser formalizado por escrito e não permite interpretação ampla, limitando-se ao valor da obrigação afiançada.

É importante ressaltar que o fiador possui direitos garantidos pelo Código Civil, embora possa renunciá-los para proporcionar maior segurança ao credor. O Código Civil estabelece as bases e limitações desse importante instrumento legal, que desempenha um papel crucial nas transações financeiras e contratos comerciais.

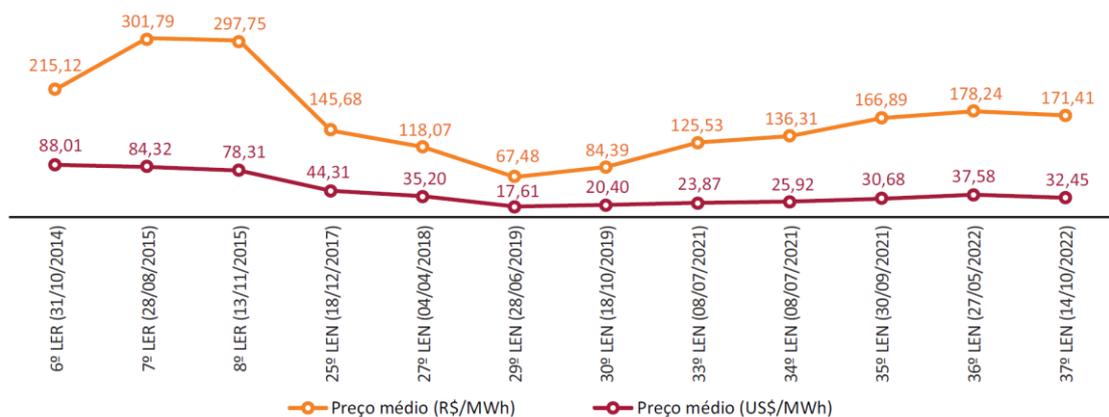
## **5.7 ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO**

A estratégia de comercialização da energia elétrica desempenha um papel crucial na decisão de investir em projetos de geração fotovoltaica, pois está diretamente relacionada à receita ao longo da vida útil do projeto. No caso do CSI, um desafio adicional é o fato de que os preços de venda de energia foram baseados em projeções de mercado, uma prática comum para projetos greenfield.

Quando um investidor opta por um projeto de geração de energia, a comercialização pode ocorrer no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) através de leilões regulados ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR já foi o principal motor de expansão da oferta de geração, com contratos de longo prazo indexados à inflação, ancorado pelo financiamento de bancos de fomento como BNDES e BNB, onde a Figura 21 ilustra os preços médios comercializados de 2014 até 2022 (ABRACEEL, 2022). Segundo Kawahira e Castro (2020), esse cenário vem mudando devido a diversos fatores, como a redução da demanda das distribuidoras, redução dos preços nos leilões do ACR (Figura 21), aumento da competitividade do ACL e modelo baseado na competição por preço.

Figura 21 - Preço médio energia solar FV comercializada em leilões ACR



Fonte: CCEE (2023), Bacen (2023) e BNB/ETENE (2023)

De acordo com dados de abril de 2022 da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), 97% da geração centralizada fotovoltaica em construção no país estava destinada ao mercado livre. Além disso, o mercado livre vem se consolidando como o principal motor de expansão do setor elétrico, sendo responsável por 83% dos parques em construção, considerando a expansão da oferta no horizonte de 2022 a 2026. Esses números destacam a crescente importância do mercado livre como um canal de comercialização significativo para a energia elétrica gerada por fontes renováveis, como a energia fotovoltaica. Isso tem impactado as estratégias de comercialização de energia, levando os investidores a adaptarem suas abordagens conforme as condições do mercado evoluem.

No caso do CSI, a empresa optou por modelar a comercialização da energia no ACL, aproveitando a expertise e o profundo conhecimento do investidor nesse campo. Isso foi reforçado pela posição de liderança da empresa no mercado de comercialização de energia na região Norte/Nordeste.

### 5.7.1 Crise Hídrica de 2021

No ano de 2021, o Brasil enfrentou uma crise hídrica significativa. No início do período seco, os reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste atingiram um nível mínimo histórico de apenas 26%, levando ao aumento da bandeira tarifária para o

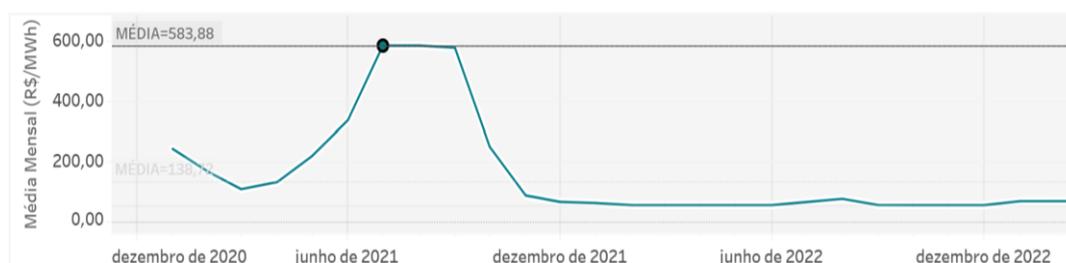
patamar Vermelha Patamar 2 e à criação da Bandeira de Escassez Hídrica. (Santos e Finger, 2022).

O Sistema de Bandeiras Tarifárias introduziu uma forma de Resposta da Demanda, na qual os consumidores podem ajustar seu consumo de energia de acordo com a tarifa vigente. Isso contribui para a segurança no abastecimento de energia e permite o repasse mais imediato do custo de geração ao mercado (ANEEL, 2023). O Operador Nacional do Sistema (ONS) alertou para a baixa afluência de água nos rios do país já em janeiro de 2021. No entanto, a bandeira tarifária permaneceu amarela nos primeiros meses do ano, resultando em um rápido esvaziamento dos reservatórios.

Para evitar um aumento nas tarifas e minimizar o impacto na sociedade, o Brasil operou o sistema elétrico focando na tarifa mínima. No entanto, isso o tornou mais vulnerável à escassez de chuvas, levando ao acionamento de usinas térmicas e a um programa de incentivo à redução da demanda.

A situação se agravou em agosto de 2021, quando os preços de curto prazo (PLD) atingiram o teto (Figura 22). Durante esse período, a produção de energia por hidrelétricas atingiu o menor patamar desde 2002. Com o agravamento da situação nos reservatórios devido à escassez de chuvas, em agosto de 2021, o Brasil registrou um recorde na geração de energia proveniente de fontes térmicas, solares e eólicas, de acordo com dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como ilustrado na Figura 23.

Figura 22 - Redução do valor do PLD 2020 a 2022

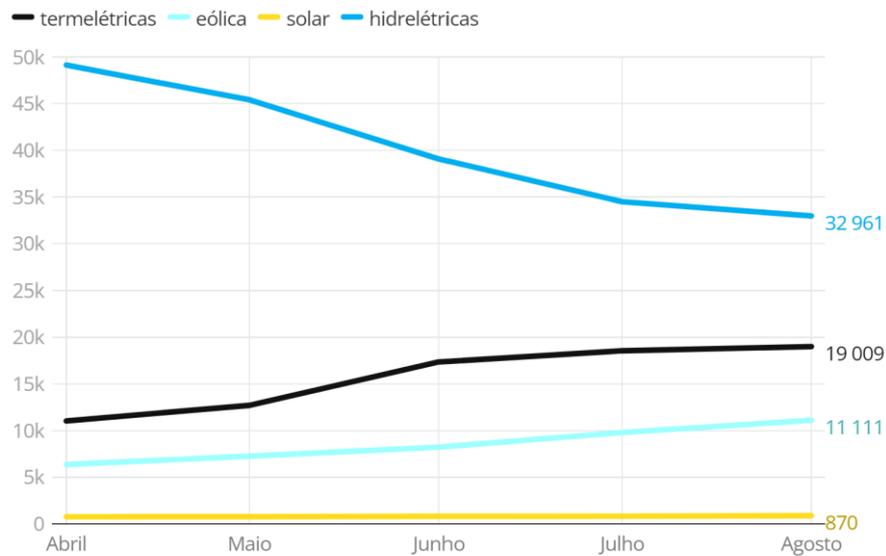


Fonte: CCEE (2023).

Felizmente, o período chuvoso em 2021/2022 trouxe alívio aos reservatórios, reduzindo a pressão sobre o sistema elétrico. A Aneel anunciou o fim antecipado da

cobrança da bandeira de escassez hídrica para 16 de abril de 2022 (Santos e Finger, 2022).

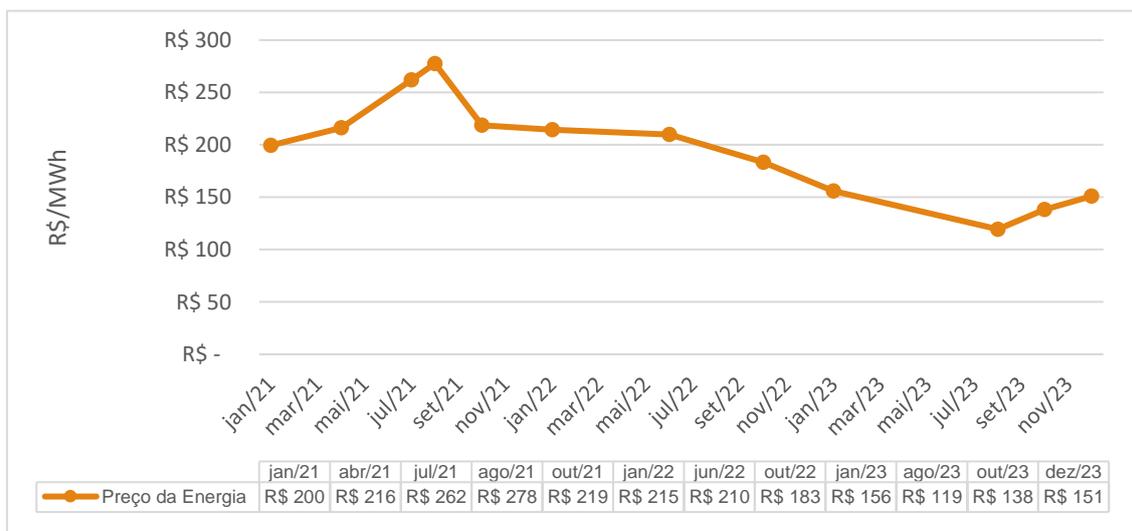
Figura 23 - Geração de energia 2021



Fonte: ONS (2023)

Além disso, em 2022, a partir de maio, a bandeira tarifária se manteve no patamar verde, indicando que não haveria custo adicional de geração. Isso sinalizou uma melhoria significativa na situação energética do país e teve um impacto significativo nas projeções de preço futuro, como observado na Figura 24.

Figura 24 – Curva Forward DCIDE de 2021 a 2023



Fonte: Boletim Semanal de Preços DCIDE (2023)

Desse modo, o investidor procurou alternativas com o objetivo de melhorar os níveis de rentabilidade do projeto.

#### 5.7.2 Alternativa de comercialização de energia para o CSI no ACL através do modelo de Autoprodução (APE).

No caso do CSI, a opção mais fácil e direta seria realizar a comercialização da energia diretamente com consumidores e/ou comercializadores conforme os preços de mercado através de contratos bilaterais. Porém, com a queda dos preços, optar por esse caminho reduziria o retorno financeiro do projeto significativamente, podendo inviabilizar a operação. Por isso, o investidor optou por efetuar a comercialização no modelo de autoprodução.

O consumidor livre tem a responsabilidade de negociar diretamente com os fornecedores de energia (geradores e comercializadores) o preço que ele pagará por esse insumo. Sendo assim, o preço da energia elétrica no Brasil tem uma alta volatilidade ao longo do tempo devido às características da matriz energética, principalmente devido à predominância da energia hídrica. Assim, os principais fatores que influenciam nos preços de energia são os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e as condições climatológicas que influenciam no regime de chuvas para manutenção desses reservatórios.

Uma das estratégias que pode ser utilizada para o consumidor livre se proteger da volatilidade do mercado é o investimento em geração para o seu próprio consumo, onde esse consumidor passará a ser denominado autoprodutor de energia. De acordo com a Lei nº 9.074/1995, autoprodutor é o agente titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Contudo, há vários consumidores que não possuem recursos disponíveis para alocarem em um investimento de geração própria ou, em alguns casos, apesar de possuírem os recursos necessários, não se sentem confortáveis em utilizá-los em uma área diferente de seu core business, uma vez que não dominam o conhecimento para esse tipo de projeto.

Desse modo, olhando esse nicho de mercado, o investidor procurou proporcionar uma alternativa com o intuito de transformar esse tipo de consumidor em um autoprodutor sem necessariamente ele ter que investir algum recurso próprio. Além disso, toda a construção, operação e manutenção serão de responsabilidade do investidor, tirando qualquer insegurança do consumidor devido ao seu desconhecimento do negócio. Assim, chegou-se a um modelo de negócio que denominou autoprodução por arrendamento. Portanto, todo o investimento continuaria sendo realizado pelo empreendedor e as UFVs seriam arrendadas aos consumidores que desejassem se enquadrar como um autoprodutor através de um arranjo contratual simplificado.

#### 5.7.2.1 Autoprodutor de Energia Elétrica (APE)

A legislação do setor elétrico no Brasil oferece incentivos para a produção de energia elétrica destinada ao consumo próprio, por meio da redução ou isenção de encargos setoriais. Esses incentivos são principalmente aplicados aos seguintes encargos: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), ambos instituídos pela Lei nº 10.438/2002; e Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), instituída pela Lei nº 5.899/1973 (SANTOS, R. M. M. 2022).

Santos e Silva (2023) argumentam que os incentivos foram introduzidos com o propósito de fomentar investimentos por parte dos consumidores de energia elétrica, predominantemente de grande porte, visando atender suas próprias demandas. Essa medida busca não só expandir o sistema, mas também assegurar uma demanda estável a longo prazo para novos empreendimentos. O segmento que usufrui desses benefícios é conhecido como Autoprodutor, definido como "a pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo".

##### 5.7.2.1.1 Tipos de APE

Quanto aos tipos de Autoprodução de Energia (APE), esta pode ocorrer no local de consumo ou em outra localidade. Quando geração e consumo coincidem, é denominada autoprodução contígua, não sendo necessário recorrer ao Sistema Interligado Nacional (SIN) para o transporte da eletricidade. Por outro lado, na

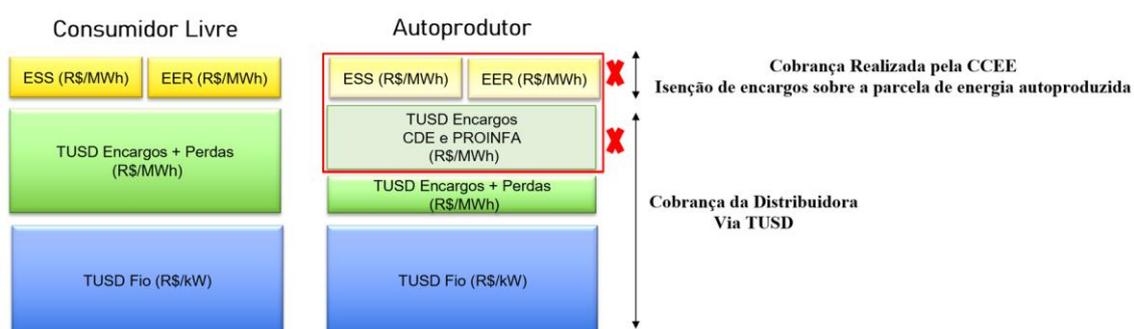
modalidade de autoprodução remota, a geração ocorre em local distinto do consumo e é inserida no SIN para transporte até o ponto de consumo (MARTINS, 2018).

Na autoprodução contígua, a eletricidade gerada é consumida localmente, eliminando a necessidade de intercâmbio com a rede de distribuição. Esse cenário proporciona ao consumidor maior independência e autonomia energética, já que a geração ocorre diretamente no local de consumo. Em contraste, na autoprodução remota, a eletricidade gerada é injetada na rede elétrica e transportada através da infraestrutura do SIN até o ponto de consumo (MARTINS, 2018). No modelo proposto aos consumidores arrendatários do CSI, o modelo adotado é o de autoprodução remota.

### 5.7.2.1.2 Encargos

No que diz respeito aos encargos, estes consistem em taxas e contribuições aplicadas ao setor elétrico para financiar diversas atividades relacionadas à geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. Na modalidade de APE, o consumidor é isento de alguns encargos sobre a energia autoproduzida, o que resulta em benefícios econômicos quando comparado aos consumidores típicos do Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25 - Comparativo entre os custos ACL x APE



Fonte: Santos e Silva (2023).

Os encargos que o APE fica isento ou sofre redução são:

- a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): é um encargo que tem como objetivo financiar políticas públicas para o setor elétrico, como programas de universalização do acesso à energia elétrica, subsídios para consumidores de baixa renda, incentivo a fontes renováveis de energia, entre outros onde seu custo está inserido na TUSD.

- b) Conta Consumo de Combustíveis (CCC): é um encargo setorial presente no setor elétrico brasileiro. Ela foi instituída pela Lei nº 5.899, de 1973, e tem como objetivo principal subsidiar a geração de energia elétrica por meio de fontes termelétricas, que utilizam combustíveis fósseis como o óleo combustível, o carvão mineral e o gás natural, onde o seu custo está inserido na TUSD.
- c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA): o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) é um programa do governo brasileiro que visa promover a diversificação da matriz energética do país, por meio de incentivo e ampliação da participação de fontes renováveis de energia na geração elétrica. Criado em 2002 pela Lei nº 10.438, o PROINFA tem como objetivo principal fomentar a produção de energia elétrica a partir de fontes como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e energia eólica, onde o custo está inserido na TUSD.
- d) Encargo de Serviços do Sistema (ESS): tem a finalidade de remunerar os custos operacionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsáveis pelo planejamento, coordenação e operação do sistema elétrico brasileiro onde os valores são cobrados pela CCEE. (CCEE, 2023).
- e) Encargo de Energia de Reserva (EER): é um encargo setorial que tem como finalidade cobrir os custos associados à contratação de energia de reserva no Sistema Interligado Nacional (SIN). A energia de reserva é uma parcela de energia contratada além da demanda real, para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico, cobrado pela CCEE. (CCEE, 2023).

A redução desses encargos possibilita ao consumidor adquirir energia através do modelo de autoprodução por um valor mais competitivo em comparação com contratos tradicionais no ACL, resultando em uma assimetria favorável ao consumidor. Essa redução pode chegar a cerca de 10 a 30% em relação ao modelo tradicional. Vale ressaltar que o valor de alguns encargos depende de características específicas, como tensão de conexão e concessionária de energia à qual o consumidor está conectado.

Esse cenário abriu oportunidades para os geradores comercializarem a geração de suas usinas a preços mais atrativos, por meio de diversos arranjos de modelos societários. A Tabela 10 ilustra uma análise comparativa dos preços médios dos

Power Purchase Agreements (PPAs) do CSI em relação a diferentes referências de mercado, incluindo o último leilão da ANEEL (A-5 de 2022) e os preços de mercado correlacionando os dados de inteligência de mercado do investidor com a Curva Dcide. Os índices calculados na Curva Dcide são baseados nas métricas do Pool de preços, apuradas semanalmente pela empresa e utilizam as referências da curva Forward de energia elétrica dos agentes mais ativos comercialmente. É importante notar que o investidor obteve um aumento médio nos preços em todos os cenários analisados. Esse aumento médio foi de R\$ 29,14/MWh em relação ao último leilão de Contratação Regulada (ACR), R\$ 35,15/MWh para os preços no ACL no momento da assinatura dos PPAs e R\$ 53,00/MWh em relação aos preços de dezembro de 2023.

Tabela 11 - Comparativo de preços de PPAs do CSI com alternativas de Mercado

UFV	CONTRATO	PRAZO CONTRATUAL	DATA DE ASSINATURA	PREÇO MEDIO (R\$/MWh)	PREÇO ÚLTIMO LEILÃO ANEEL (R\$/MWh)	PREÇO CURVA DCIDE ANO DE ASSINATURA	PREÇO CURVA DCIDE ATUAL (DEZ-23)
1	SHOPPING	10 anos	jul/22	202,60	171,41	171,81	147,55
2	FRIGORÍFICO	10 anos	jan/23	196,50	171,41	155,91	147,55
3	CERVEJARIA	10 anos	jan/23	235,85	171,41	155,91	147,55
4	LATICÍNIO	10 anos	jan/23	198,00	171,41	155,91	147,55
5	LATICÍNIO	10 anos	jan/23	198,00	171,41	155,91	147,55
6	FRIGORÍFICO	12 anos	set/21	197,70	171,41	171,81	147,55
7	FRIGORÍFICO	12 anos	jan/23	190,00	171,41	155,91	147,55
8	IND. PLASTICA	10 anos	set/21	191,23	171,41	187,15	147,55
9	IND. PLASTICA	10 anos	set/21	191,23	171,41	187,15	147,55
	TOTAL/MEDIA			200,55	171,41	165,40	147,55

Fonte: ANEEL (2022) e DCIDE (2023). Adaptado pelo Autor (2024).

A seguir na Tabela 11, tem-se o percentual de ganho em relação aos cenários analisados pelo empreendedor, considerando os preços de comercialização dos PPAs.

Tabela 12 - Percentual de ganho frente as opções de comercialização de Mercado

UFV	CONTRATO	PRAZO CONTRATUAL	VOLUME MWp	DATA DE ASSINATURA	% ANEEL	% DCIDE DATA DE ASSINATURA	% DCIDE PREÇO ATUAL (DEZ-23)
1	SHOPPING	10 anos	6,600 MWp	jul/22	15%	15%	27%

2	FRIGORIFICO	10 anos	6,600 MWp	jan/23	13%	21%	25%
3	CERVEJARIA	10 anos	6,600 MWp	jan/23	27%	34%	37%
4	LATICÍNIO	10 anos	6,600 MWp	jan/23	13%	21%	25%
5	LATICÍNIO	10 anos	6,600 MWp	jan/23	13%	21%	25%
6	FRIGORÍFICO	12 anos	6,600 MWp	set/21	13%	13%	25%
7	FRIGORÍFICO	12 anos	6,600 MWp	jan/23	10%	18%	22%
8	IND. PLASTICA	10 anos	6,600 MWp	set/21	10%	2%	23%
9	IND. PLASTICA	10 anos	3,900 MWp	set/21	10%	2%	23%
	Total/Média		57,15 MWp		14%	17%	26%

Fonte: Autor (2024).

Observa-se que, em média, o ganho do empreendedor em relação aos cenários apresentados foi de 14% em relação ao último leilão regulado, de 17% em relação aos preços de mercado para PPAs tradicionais no ACL na data de assinatura de seus contratos e de 26% quando comparado ao preço atual (base dezembro 2023) dos PPAs tradicionais.

#### 5.7.2.1.3 Modelos Societários

Existem várias abordagens societárias para a autoprodução de energia elétrica. Uma delas é a construção de usinas por uma única empresa, utilizando seus próprios recursos ou através de financiamentos. Outra opção é formar um consórcio com outros autoprodutores, conforme estabelecido pela Lei 6.404/1976. Alternativamente, modelos como BOT (*Build, Operate and Transfer*) e BOO (*Build, Operate & Own*) permitem que uma empresa terceirizada construa e opere a usina, sendo o ativo posteriormente transferido ou mantido pela empresa dependendo do modelo.

No Complexo Solar Ibimirim, optou-se pelo modelo BOO, que inclui contratos de arrendamento e de operação e manutenção, garantindo que a usina opere eficientemente e que o consumidor usufrua de energia sem preocupações técnicas. Por fim, há o modelo de Sociedade de Propósito Específico (SPE), adequado para consumidores com demanda contratada de no mínimo 3 MW, envolvendo arranjos contratuais complexos e financiamento isolado. Essas modalidades visam maximizar a eficiência e a clareza nas operações de geração de energia.

## 5.8 VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO COMPLEXO SOLAR IBIMIRIM

A análise da viabilidade econômico-financeira é crucial na tomada de decisões de investimento, pois permite ao investidor avaliar se o projeto é economicamente sustentável. A confiabilidade dos resultados dessa análise depende diretamente das premissas adotadas no modelo econômico-financeiro. Assim, é essencial que essas premissas sejam realistas para assegurar a precisão dos resultados (RUIZ, Tobias, 2021).

### 5.8.1 Metodologias clássicas

#### 5.8.1.1 Análise econômico-financeira

A análise econômico-financeira de uma empresa ou projeto pode ser dividida em três etapas, conforme descrito por Palepu e Healy (2013):

##### a) Análise estratégica

Esta primeira fase envolve uma investigação detalhada da estratégia adotada pela empresa ou projeto, além de uma análise do contexto econômico do setor, como explorado no Capítulo 4. Essa avaliação estratégica é fundamental para identificar os principais impulsionadores de lucratividade e os riscos significativos. Compreender esses elementos é crucial para avaliar a viabilidade de desempenho continuado e para projetar futuros resultados de forma realista. A capacidade de uma empresa gerar retornos acima de seu custo de capital está diretamente relacionada às estratégias escolhidas, incluindo a definição do mercado-alvo e as táticas competitivas e corporativas empregadas.

##### b) Análise contábil

O foco principal desta etapa é verificar se os registros contábeis refletem adequadamente a realidade operacional da empresa (Palepu; Healy, 2013). Para empresas estabelecidas, essa análise baseia-se em dados financeiros e operacionais históricos. No entanto, para projetos *greenfield*, que não

possuem histórico operacional, essa análise pode ser limitada ou adaptada devido à falta de dados prévios.

c) Análise financeira

A última etapa é onde o modelo econômico-financeiro assume um papel central. Aqui, a análise direciona-se para o exame detalhado do fluxo de caixa do projeto, incluindo seus resultados e indicadores financeiros. Estes são essenciais para avaliar a saúde financeira do projeto e são derivados diretamente do modelo econômico-financeiro (Ruiz, Tobias, 2021).

### 5.8.2 Métricas para análise de viabilidade

a) Valor Presente Líquido (VPL)

O cálculo do VPL envolve a projeção do fluxo de caixa livre de um ativo durante sua vida útil, descontando esses valores ao presente usando uma taxa que reflete o custo de oportunidade do capital. (Brealey; Myers; Allen, 2020). Depoi

b) Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma métrica financeira crucial na avaliação de investimentos, representando a taxa de desconto que iguala o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento a zero.

c) Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade do capital do acionista, também conhecida como custo do capital do acionista, reflete o custo de oportunidade do capital próprio do investidor, ajustado ao risco do projeto em questão. Conforme Brealey, Myers e Allen (2020), a metodologia predominante para determinar esta taxa é o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (Capital Asset Pricing Model - CAPM), que é explicado na Equação 1.

$$Ke = Rf + \beta \times (R_m - R_f) \quad (1)$$

Onde:

$K_e$  é a taxa mínima de atratividade do capital do acionista;

$R_f$  é a taxa de juros ativo financeiro considerado livre de risco;

$R_m$  é a taxa de retorno média das ações de todas as empresas do mercado

$\beta$  é o coeficiente da contribuição marginal de uma ação ao risco das ações de todas as empresas do mercado, coletivamente;

O componente  $R_m - R_f$  é individualmente chamado de “prêmio de risco de mercado”.

No entanto, a aplicação da metodologia do Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM) se mostra inviável para projetos de geração solar fotovoltaica (FV) no Brasil. Para estimar o beta ( $\beta$ ), é necessário referenciar o beta de projetos similares ou de empresas cujo portfólio seja predominantemente composto por tais projetos. No entanto, no Brasil, não existem projetos de geração de energia solar FV com ações listadas na bolsa de valores. Ademais, poucas empresas listadas se dedicam exclusivamente a projetos de geração solar, e a maioria delas possui um portfólio dominado por usinas hidrelétricas.

Outro desafio é que o beta é derivado de dados históricos, o que se mostra problemático para uma tecnologia em rápida evolução como a solar FV. Dados históricos podem não ser representativos, especialmente considerando a adoção tardia dessa tecnologia no Brasil em comparação com outros países. Dadas essas limitações, fica evidente que a metodologia CAPM não é adequada para determinar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de projetos de geração solar FV no Brasil. Portanto, diante dessa inadequação, o investidor optou por uma TMA de 10% ao ano, nominal (IPCA+), como sua premissa de custo de capital.

#### d) Margem EBITDA

O EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization), ou LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) em português, é uma métrica financeira que mede a capacidade de uma empresa de gerar caixa operacionalmente. Ele indica o lucro gerado antes da dedução de despesas com juros, impostos, depreciação e amortização de ativos.

A fórmula que reflete a Margem EBITDA é apresentada como Equação 2.

$$\text{Margem EBITDA} = \frac{\text{Lucro Operacional} + \text{Depreciação}}{\text{Receita líquida}} \quad (2)$$

e) Índice de Cobertura Sobre a Dívida (ICSD)

O Índice de Cobertura de Serviço da Dívida (ICSD) tem como objetivo avaliar a capacidade de um projeto de gerar fluxo de caixa suficiente para cobrir os pagamentos de juros e principal do financiamento. Os credores geralmente exigem que o projeto mantenha um ICSD anual mínimo, frequentemente estipulado entre 1,20 e 1,30 vezes. Isso significa que, no pior ano financeiro do projeto, ele deve gerar caixa suficiente para cobrir pelo menos 120% a 130% do serviço da dívida necessário para aquele ano.

A fórmula para o cálculo do ICSD é apresentada como Equação 3:

$$\text{ICSD} = \frac{\text{EBTDA} - \text{Impostos (IRPJ+CSLL)}}{\text{Juros} + \text{Amortização}} \quad (3)$$

f) Múltiplo do capital investido (MOIC)

O Múltiplo do Capital Investido (MOIC) essa métrica é utilizada para comparar o valor total investido em um projeto ou ativo com o valor total gerado no momento de sua liquidação ou venda.

A formulação matemática do MOIC é expressa na seguinte equação:

$$\text{MOIC} = \frac{\text{Valor de Saída}}{\text{Capital Investido}} \quad (4)$$

O resultado do cálculo do MOIC fornece um múltiplo que indica quantas vezes o capital inicial foi multiplicado ao longo do período de investimento.

### 5.8.3 Modelo econômico-financeiro do CSI

O modelo econômico-financeiro é fundamental para representar a realidade econômica de um projeto de maneira abrangente e completa. Ele deve refletir



b) Receitas

Esta aba do modelo é crucial para a projeção de receitas ao longo dos 30 anos do projeto. Ela calcula a receita esperada com base em cenários de geração P90 e P50 e inclui projeções dos valores reajustados dos contratos, considerando as premissas de inflação para todo o período do projeto. Esse recurso permite uma estimativa realista e ajustada das entradas financeiras esperadas, essencial para a avaliação da viabilidade financeira do projeto.

c) Fiança bancária e juros

Esta aba é responsável pelo cálculo do custo financeiro associado ao projeto. Ela aborda especificamente o custo das taxas de estruturação e as taxas de emissão da fiança bancária, acordadas com o fiador para todo o período de 30 anos. A análise detalhada desses custos é fundamental para entender o impacto financeiro das garantias exigidas pelos credores e planejar adequadamente o fluxo de caixa do projeto.

d) Amortizações

Esta seção é essencial para monitorar o pagamento da dívida associada ao Complexo Solar Ibimirim. Ela detalha os cálculos periódicos de amortização do principal do financiamento, atuando como um complemento à aba de Juros. Isso permite uma visão clara da programação e do progresso na redução do principal da dívida ao longo do tempo, facilitando o gerenciamento financeiro eficiente do projeto.

e) Geração de Energia – GrE (p50 e p90).

Essa aba fornece as projeções de geração P50 e P90 para todo o prazo da vida útil do projeto, sendo vital para a análise da performance esperada do Complexo Solar Ibimirim. As projeções são baseadas em diferentes cenários de irradiação solar e consideram fatores de risco associados à geração de energia. Esse tipo de análise ajuda a prever a capacidade de geração de energia sob condições variadas, suportando a tomada de decisão estratégica e a avaliação de viabilidade.

f) Operacionais:

Esta aba inclui as principais premissas operacionais e de manutenção (O&M) do projeto, detalhando aspectos cruciais como o início e término da operação, vida útil do projeto, geração, receita, Opex, Taxas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Taxa do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), SG&A (custos de administração dos parques) e custos de arrendamento. A Figura 27 ilustra essa seção, proporcionando uma representação visual clara das variáveis operacionais e seus impactos financeiros.

Figura 27 - Aba dos custos operacionais

				01/01/2024	01/02/2024	01/03/2024	01/04/2024	0
Premissas Operacionais				jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	
Período				1	2	3	4	
<b>Deduções</b>								
<b>Alíquotas</b>								
PIS/COFINS	% ROB		3,65%	3,65%	3,65%	3,65%	3,65%	
<b>(-) Opex</b>								
<b>O&amp;M</b>								4506,208039
Curva de Custo do O&M - Modelo	R\$ / mês			-	-	37.768	92.495	
UFV IBIMIRIM 1 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	-	10.759	
UFV IBIMIRIM 2 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	12.589	10.759	
UFV IBIMIRIM 3 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	-	10.759	
UFV IBIMIRIM 4 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	12.589	10.759	
UFV IBIMIRIM 5 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	12.589	10.759	
UFV IBIMIRIM 6 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	-	10.759	
UFV IBIMIRIM 7 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	-	10.759	
UFV IBIMIRIM 8 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	11,6%	-	-	10.759	
UFV IBIMIRIM 9 GERACAO DE ENERGIA ELETTRICA LTDA	R\$ / mês		20,00	6,9%	-	-	6.423	
Variação anual	%		2,00%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
A partir de			01/01/2025		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>TUST e ONS</b>								
TUST e ONS - Energia Incentivada	%		0,00%	0%	0%	0%	0%	
TUST e ONS - Resolução Homologatória	R\$ / MW		-	-	-	-	-	
<b>TFSEE</b>								
TFSEE - Base para o Benefício Econômico	R\$ / MW		-	-	-	-	-	
TFSEE - Benefício Econômico	%		0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
<b>Taxa CCEE</b>								
Taxa CCEE	R\$ / Ano		-	-	-	-	-	
Garantia Física (Ano 1)	%		30,10%	-	-	-	-	
<b>SG&amp;A</b>								

Fonte: Autor (2024)

g) IR & CS (Imposto de Renda e Contribuição sobre o Lucro Líquido)

A seção (Figura 28) que aborda a otimização tributária do projeto é fundamental para avaliar as implicações fiscais do modelo de negócio adotado pelo Complexo Solar Ibimirim. Esta aba analisa comparativamente a incidência tributária sob os regimes de lucro real e lucro presumido,

levando em consideração os aspectos específicos da estrutura tributária do projeto e a legislação fiscal vigente.

A análise visa identificar qual regime de tributação oferecerá a carga tributária mais vantajosa para o CSI, potencialmente reduzindo os custos fiscais e aumentando a rentabilidade do projeto. Diversos fatores são considerados, como as alíquotas aplicáveis, deduções permitidas, e incentivos fiscais disponíveis para projetos de energia renovável.

Figura 28 - Aba do cálculo do regime tributário

IR & CS		jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24
<b>IRCS - Sumário</b>							
<b>Tributos</b>		<b>(18.280)</b>	<b>(12.272)</b>	<b>(90.583)</b>	<b>(269.064)</b>	<b>(231.437)</b>	<b>(216.805)</b>
CSLL		(5.368)	(3.778)	(24.507)	(71.752)	(61.792)	(57.919)
IRPJ		(12.912)	(8.494)	(66.076)	(197.312)	(169.644)	(158.886)
<b>Regime de tributação (R = Real   P = Presumido)</b>							
	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>P</b>
	<b>Otimizado</b>	<b>R</b>	<b>R</b>	<b>R</b>	<b>R</b>	<b>R</b>	<b>R</b>
<b>Lucro Presumido</b>							
(=) Receita Bruta + Receita Financeira	Aluguel venda	186.400	131.176	850.948	2.491.396	2.145.556	2.011.072
(*) Alíquota Base	32,0% 12,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%
(=) Base de cálculo CSLL		59.648	41.976	272.303	797.247	686.578	643.543
(*) Alíquota da contribuição social	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
(=) Contribuição social devida		5.368	3.778	24.507	71.752	61.792	57.919
% sobre receita bruta		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
(=) Receita Bruta	Data 01/01/2034	186.400	131.176	850.948	2.491.396	2.145.556	2.011.072
(*) Alíquota Base	32,0% 8,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%
(=) Base de cálculo IRPJ		59.648	41.976	272.303	797.247	686.578	643.543
- Alíquota - 15%	15,0%	8.947	6.296	40.846	119.587	102.987	96.531
- Adicional - 10% (>R\$ 240 mil/ano)	10,0% 20.000	3.965	2.198	25.230	77.725	66.658	62.354
(=) IRPJ devido		12.912	8.494	66.076	197.312	169.644	158.886
% sobre receita bruta		6,93%	6,48%	7,76%	7,92%	7,91%	7,90%
(=) Total IRPJ e CSLL		18.280	12.272	90.583	269.064	231.437	216.805
% sobre receita bruta		9,8%	9,4%	10,6%	10,8%	10,8%	10,8%
<b>Lucro Real</b>							
(=) EBT		82.655	(2.188.369)	(718.389)	(1.944.697)	405.978	114.864
(-) Base de cálculo negativa de período anterior		(24.796)	-	-	-	(121.793)	(34.459)
% de prejuízos fiscais a compensar	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
(=) Base de cálculo CSLL		57.858	(2.188.369)	(718.389)	(1.944.697)	284.185	80.404
% alíquota da contribuição social	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
(=) Contribuição social devida		5.207	-	-	-	25.577	7.236

Fonte: Autor (2024).

A análise detalhada na seção de otimização tributária do modelo econômico-financeiro levou à conclusão de que o regime de lucro presumido é o mais vantajoso para as Sociedades de Propósito Específico (SPEs) envolvidas no Complexo Solar Ibimirim. Este regime proporciona uma carga tributária mais favorável, otimizando assim os custos fiscais ao longo da vida útil do projeto.

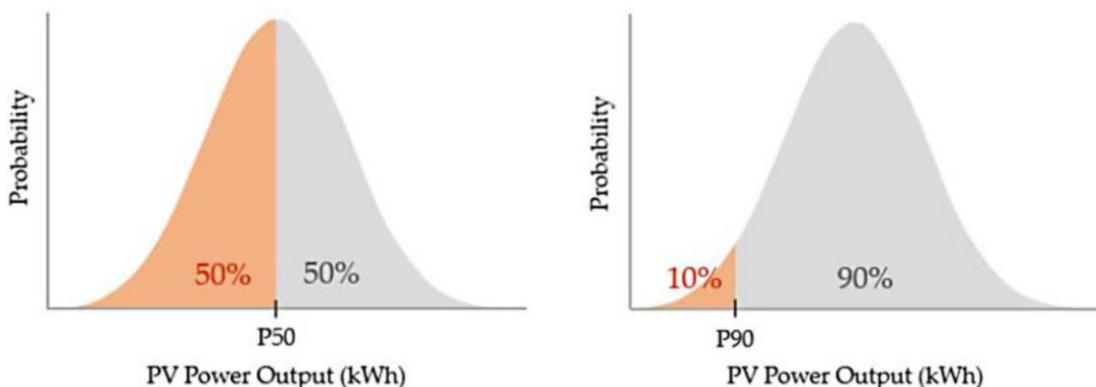
O Complexo Solar Ibimirim já definiu os principais elementos financeiros do projeto: os custos (CAPEX) foram detalhadamente orçados e todos os serviços,

materiais e equipamentos necessários já estão contratados. Similarmente, a receita foi estabelecida, com todos os contratos de arrendamento das usinas, que também funcionam como contratos de venda de energia elétrica, já assinados. Ademais, os recursos financeiros necessários para o projeto estão garantidos, pois o financiamento requer o desembolso total dos recursos, assegurado por uma fiança bancária, com as taxas de juros já definidas.

Entretanto, a geração de energia bruta, teoricamente dependente apenas da capacidade instalada e da irradiação solar no local, enfrenta incertezas devido a perdas inerentes à tecnologia fotovoltaica. Essas perdas incluem fatores como temperatura de operação dos módulos, orientação e inclinação das placas, sombreamento, acúmulo de sujeira, perdas ôhmicas nos cabos, e perdas nos inversores CC/CA e no algoritmo MPPT. Para uma estimativa precisa dessas perdas e da Produção de Energia Certificada, recomenda-se o uso de ferramentas computacionais especializadas.

A variabilidade dos dados de irradiação solar, baseados em médias históricas, apresenta desafios adicionais. Essa incerteza, devido à variabilidade nos dados de irradiação, deve ser incorporada ao modelo financeiro e econômico do projeto. A quantificação desse risco envolve calcular a probabilidade de que a Produção de Energia Certificada seja alcançada durante a operação da usina. Os dados históricos, geralmente distribuídos de forma que se aproximam de uma distribuição normal, são fundamentais para esse cálculo (Figura 29).

Figura 29 - Representação da distribuição normal de valores de P50 e P90



Fonte: Charles, Rajesh, J., & Majid, M. (2023).

O valor P50 representa uma probabilidade de 50% de que a produção real de energia seja, no mínimo, igual à Produção de Energia Certificada P50. Isso indica que há uma expectativa razoável de que a usina atinja pelo menos esse nível de produção em cerca de metade das situações possíveis. O valor P90, por outro lado, indica uma probabilidade de 90% de que a produção real seja, no mínimo, igual à Produção de Energia Certificada P90, refletindo uma expectativa mais conservadora e uma alta confiança de que a produção real atingirá pelo menos esse nível na maioria das situações.

Esses valores são essenciais para avaliar a confiabilidade e o risco associado ao desempenho do empreendimento solar fotovoltaico permitindo uma análise robusta do risco e do retorno do investimento.

#### 5.8.4 Principais resultados do modelo econômico-financeiro

Após a elaboração do modelo econômico-financeiro do Complexo Solar Ibimirim, este segmento da dissertação apresenta os resultados obtidos, focalizando nos cenários de geração P50 e P90 ao longo do período projetado para a vida útil do empreendimento. Esses cenários são essenciais para compreender as flutuações potenciais na produção de energia e os subsequentes impactos econômicos, refletindo diferentes graus de confiança na quantidade de energia que a usina é capaz de produzir efetivamente.

As premissas utilizadas para essas projeções são detalhadas na Tabela 12 e incluem variáveis críticas como a taxa de irradiação solar, a eficiência dos componentes fotovoltaicos, as taxas de degradação dos painéis solares ao longo do tempo, os custos operacionais associados e os preços de venda da energia produzida. A seleção e a definição dessas premissas são fundamentais para a modelagem financeira, permitindo uma avaliação rigorosa e realista do potencial econômico do projeto sob diversas condições operacionais.

A análise dos resultados é vital para os investidores, financiadores e demais partes interessadas, proporcionando uma visão abrangente da viabilidade e da

rentabilidade esperadas do Complexo Solar Ibimirim em diferentes cenários de operação.

Tabela 13 - Premissas adotadas no modelo financeiro para o cálculo dos indicadores

ITEM	PREMISSA	OBSERVAÇÃO
IPCA	3,15%	2024: 3,91% 2025: 3,80% 2026: 3,60% 2027 a 2053: 3,00% Média de 3,15% para a vida útil do parque
TMA	10,00%	Taxa esperada + IPCA incluso nos 10%
Aumento das despesas	2,00%	Reajuste das despesas
TUSD (R\$/kW)	R\$ -	Os arrendatários pagarão pela TUSD
ONS	R\$ -	Não se aplica - Usinas de Capacidade Reduzida
TFSEE	R\$ -	Não se aplica - Usinas de Capacidade Reduzida
SG&A	R\$ 52.413,00	Custos de Administração do Parque
Arrendamento	R\$ 45.000,00	Início do pagamento após 60 meses do COD
O&M (R\$/kWp.ano)	R\$ 25,80	Operação e Manutenção
O&M no TK	1 ano	Início do O&M pelo investidor após 1 ano do COD
Capex Complition	R\$ 200.718.710,11	Hard Capex + Despesas financeiras até o COD
Capital Próprio	R\$ 31.084.592,71	Capital do investidor
Financiamento BNB	R\$ 169.634.117,40	Capital de terceiros na alocação do projeto
Bonificação da Taxa de Juros	2,8558%	15% de desconto no valor nominal
Vida útil do CSI	360 meses	30 anos - Fluxo de Caixa, MOIC e VPL

Fonte: Autor (2024)

#### 5.8.4.1 VPL, TIR, MOIC e Payback Simples para o CSI

Com base no modelo desenvolvido para o CSI segue na Tabela 13, os principais índices financeiros considerando os cenários de geração de P90 e P50.

Tabela 14 – Principais indicadores financeiros do CSI cenários P50 e P90

CENÁRIO GERAÇÃO	TMA (a.a)	JUROS BNB (a.a)	VPL SEM ALAVANCAGEM (em milhões R\$)	VPL ALAVANCADO (em milhões R\$)	TIR SEM ALAVANCAGEM	TIR ALAVANCADO
P90	10%	2,86%	R\$ 28.788.287	R\$ 42.409.407	12,3%	17,6%
P50	10%	2,86%	R\$ 50.852.302	R\$ 64.473.421	13,6%	22,2%
P90	10%	2,43%	R\$ 28.788.287	R\$ 45.786.724	12,3%	18,6%
P50	10%	2,43%	R\$ 50.852.302	R\$ 67.850.738	16,4%	23,0%

Fonte: Autor (2024)

Para os dados referentes ao cenário P90, observa-se que o Valor Presente Líquido (VPL), com e sem alavancagem financeira, é de R\$ 42,4 e R\$ 28,8 milhões, respectivamente, ao longo de todo o período de vida útil do projeto. Por outro lado, o

cenário P50 revela um VPL superior ao do cenário P90. Este aumento era esperado, pois, com os contratos já firmados e preços estabelecidos, a única forma de ampliar a receita do projeto é através do aumento na geração de energia. A análise do impacto da redução dos juros do financiamento, decorrente da bonificação de 15% por adimplência conforme previsto no contrato com o Banco do Nordeste (BNB), mostra um aumento menos expressivo, mas ainda significativo, de 5% no VPL.

Quanto à Taxa Interna de Retorno (TIR), tanto nos cenários com quanto sem alavancagem, as taxas demonstraram ser superiores à taxa mínima de atratividade (TMA) esperada pelo investidor de 10% ao ano. Adicionalmente, um aumento na geração de energia no cenário P50 resulta em uma melhora substancial do retorno do projeto, em aproximadamente 4,6%. Segundo Rocha (2020), a Tabela 14 ilustra os retornos esperados por setores de infraestrutura em mercados desenvolvidos, servindo como referência para o estabelecimento de tarifas ou revisões tarifárias em mercados emergentes.

Tabela 15 - Retornos esperados por setores de infraestrutura em mercados desenvolvidos

<b>Tipo de ativo</b>	<b>Taxa interna de retorno (TIR) anual após alavancagem (%)</b>
<b>Infraestrutura social</b>	6 a 9
<b>Energia (ACR)</b>	10 a 12
<b>Distribuidoras (utilities)</b>	8 a 10
<b>Rodovias com pedágios (brownfield)</b>	8 a 12
<b>Estradas sem pedágios (greenfield)</b>	12 a 20
<b>Aeroportos</b>	15 a 18
<b>Portos</b>	11 a 16
<b>Ferrovias</b>	14 a 18
<b>Redes ICT</b>	15 a 20
<b>Aeroportos/portos</b>	15 a 18
<b>Energia (ACL) - Merchant</b>	15 a 25

Fonte: Adaptado Rocha (2020) e J. P. Morgan Asset Management, 2014

Dessa forma, o Complexo Solar Ibimirim (CSI) exhibe uma Taxa Interna de Retorno (TIR) que não apenas atende, mas também excede as expectativas para projetos similares em mercados desenvolvidos no setor de energia. Além disso, a TIR

está significativamente acima da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) estipulada pelo investidor, destacando a viabilidade e o atrativo retorno do investimento.

Tabela 16 - Retornos esperados para o CSI alavancado

CENÁRIO GERAÇÃO	JUROS BNB (a.a)	MOIC	MOIC LEVERED	PAYBACK SIMPLES
<b>P90</b>	2,86%	3,10	14,6	6,48 anos
<b>P50</b>	2,86%	3,45	17,4	5,96 anos
<b>P90</b>	2,43%	3,10	14,8	6,48 anos
<b>P50</b>	2,43%	3,45	17,6	5,96 anos

Fonte: Autor (2024)

Conforme ilustrado na Tabela 15, o destaque vai para o Múltiplo do Capital Investido (MOIC) alavancado, que se mostrou consideravelmente elevado nos cenários de P90 e P50, alcançando respectivamente 14,6 e 17,4 vezes. A redução dos juros decorrente da bonificação de adimplência não produziu grandes efeitos no MOIC, sugerindo que a influência deste fator sobre a lucratividade geral do projeto é limitada. Estes resultados evidenciam a competitividade do CSI em relação aos padrões de retorno de mercados desenvolvidos na área de energia, bem como a sua superioridade em relação à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor.

#### 5.8.4.2 Margem EBITDA e ICSD

A Tabela 16 indica os valores da Margem EBITDA e do Índice de Cobertura de Serviço da Dívida (ICSD) para o Complexo Solar Ibimirim (CSI).

Tabela 17 - Margem EBITDA e ICSD do CSI

ANO	EBITDA		MARGEM EBITDA		ICSD	
	P90	P50	P90	P50	P90	P50
<b>2024</b>	R\$ 25.124.645,41	R\$ 27.628.685,42	96%	96%	1,15	1,27
<b>2025</b>	R\$ 25.168.899,14	R\$ 27.682.352,46	95%	96%	1,15	1,27
<b>2026</b>	R\$ 24.609.131,57	R\$ 27.073.496,48	95%	96%	1,14	1,26
<b>...</b>	R\$ 24.575.737,36	R\$ 27.040.844,90	95%	95%	1,19	1,33
<b>2053</b>	R\$ 36.030.971,75	R\$ 39.838.153,40	90%	91%	-	-
<b>TOTAL/MÉDIA</b>	R\$ 816.579.783,49	R\$ 901.818.516,71	91%	92%	2,02	2,95

Fonte: Autor (2024)

No cenário P50, o EBITDA é 10% superior ao observado no cenário P90, alcançando mais de 900 milhões de reais ao longo da vida útil do projeto. Notavelmente, a Margem EBITDA para o CSI atinge aproximadamente 92%, que é cerca de 17% superior em comparação com projetos similares, cujas margens giram em torno de 75%. Este nível elevado de eficiência pode ser atribuído a várias vantagens operacionais específicas, como a isenção do pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), além da contribuição dos arrendatários de cada Sociedade de Propósito Específico (SPE) e o fato de que encargos da Operação Nacional do Sistema (ONS) não se aplicam a projetos com potência de até 5 MW.

Quanto ao Índice de Cobertura de Serviço da Dívida (ICSD), os valores médios observados são de 2,02 e 2,95 para os cenários P90 e P50, respectivamente, ambos superando o mínimo de 1,2 exigido pelo banco fiador. Embora o início do projeto apresente ICSD abaixo de 1,2 em alguns meses específicos, a trajetória do projeto indica uma robusta capacidade de geração de caixa ao longo do tempo, proporcionando uma margem de segurança financeira adequada para cumprir com as obrigações de dívida. Para mitigar os riscos associados aos meses de baixo desempenho do ICSD, os credores frequentemente impõem restrições às ações do investidor relacionadas à distribuição de dividendos, alterações no capital social, pagamentos de juros sobre o capital próprio e, ocasionalmente, exigem uma redução na alavancagem do projeto, incentivando um aumento na participação de *equity*.

#### 5.8.4.3 Fluxo de caixa descontado (DCF)

O fluxo de caixa descontado (DCF) é uma metodologia essencial de avaliação financeira utilizada para determinar o valor presente de empresas, ativos ou projetos. Esta técnica baseia-se na projeção dos fluxos de caixa futuros esperados, incorporando variáveis como receitas, despesas, investimentos e o custo de capital. Estas projeções são então descontadas a uma taxa que reflete tanto o risco associado ao empreendimento quanto o valor temporal do dinheiro.

Amplamente empregada em finanças corporativas, avaliações de empresas, investimentos e análises de viabilidade de projetos, esta abordagem fornece um meio robusto de avaliar a atratividade de um investimento ou ativo. Ela considera não

somente o potencial de lucro, mas também os riscos envolvidos e a depreciação do valor do dinheiro ao longo do tempo (SUNO, 2023).

Dessa forma, o DCF é uma ferramenta poderosa para avaliar a viabilidade e o valor de oportunidades de investimento, oferecendo uma fundamentação consistente para a tomada de decisão financeira. No modelo econômico-financeiro para o Complexo Solar Ibimirim (CSI), o cálculo do DCF é detalhado na Tabela 45.

Adicionalmente, as Tabelas 17 e 18 delinham as premissas para o cálculo do DCF mês a mês, abordando o fluxo de caixa total, que é a soma do fluxo de caixa de investimento (*investing cash flow*), fluxo de caixa operacional (*operating cash flow*) e fluxo de caixa de financiamento (*financing cash flow*).

Tabela 18 - Premissas complementares de cálculo do DCF

Discount Period	
Discount Rate (IPCA+)	10%
IPCA	$IPCA_n$
Total Discount Rate (TDR)	$((1 + DR_{IPCA+}) \times (1 + IPCA_n))^{\frac{1}{12}} - 1$
Discount Factor (DF)	$\frac{1}{((1 + TDR)^n)}$
DCF	$\sum (\text{Total Cash Flow}_n - \text{Financial Revenue}_n) \times DF_n$

Fonte: Adaptado pelo Autor (2024)

Tabela 19 - Itens que compõem os fluxos de caixa para o DCF

TOTAL CASH FLOW	=	FINANCING CASH FLOW	+	OPERATING CASH FLOW	+	INVESTING CASH FLOW
		(+) Financial Revenue		(-) Income Taxes		(-) Capex
		(-) Financial Expenses		(+/-) Depreciation		
		(+) Debt Issuance		(+/-) SG&A Holding		
		(-) Amortization		(+) EBITDA		
		(+) Capital Increase				
		(-) Dividend Distribution				

Fonte: Autor (2024)

O Fluxo de Caixa Descontado (DCF) do Complexo Solar Ibimirim (CSI) supera a marca de R\$ 50 milhões para o período até fevereiro de 2054, evidencia a viabilidade financeira do projeto. Este resultado notável sugere que o projeto não apenas

recuperará seus custos de capital e operacionais significativos, mas também gerará um retorno substancial sobre o investimento. Com a entrada em operação comercial prevista para julho de 2024, o DCF positivo indica que o CSI começará a contribuir com fluxos de caixa robustos logo após sua inauguração, reforçando sua sustentabilidade financeira a curto e longo prazo. Além disso, a margem de segurança financeira demonstrada pelo índice de cobertura de serviço da dívida (ICSD), que permanece acima do mínimo exigido pelo banco fiador, ressalta a solidez do projeto frente às obrigações de dívida, mesmo considerando variações nos fluxos de caixa mensais.

Este DCF positivo ressalta ainda a atratividade do CSI para investidores, destacando a capacidade do projeto de atrair financiamentos adicionais e potencializar expansões futuras. A análise do DCF serve também como uma ferramenta crucial para o gerenciamento de riscos e planejamento estratégico, ajudando a equipe de gestão a antecipar e mitigar períodos de fluxo de caixa restrito. O valor calculado fornece uma base sólida para a tomada de decisão financeira, e assegura que o CSI está equipado para lidar com os desafios operacionais e financeiros ao longo de sua operação, promovendo um retorno financeiro acima das expectativas do mercado e da taxa mínima de atratividade (TMA) projetada.

## 6 CONCLUSÃO

Esta dissertação proporcionou uma análise abrangente do setor elétrico brasileiro, com foco específico nos projetos *greenfield* de geração solar fotovoltaica, utilizando como base teórica fundamental o trabalho de Santos e Silva (2023). O estudo destacou não apenas os aspectos técnicos e econômicos, mas também os desafios ambientais e financeiros envolvidos, desde o planejamento até a implementação de tais projetos. Os resultados confirmam que, apesar das incertezas associadas aos empreendimentos *greenfield*, a geração solar representa uma alternativa estratégica e sustentável, crucial para atender à crescente demanda por energia limpa.

A análise financeiro-econômica detalhada do projeto de energia solar Complexo Solar Ibimirim (CSI) mostra que ele oferece um retorno robusto, superando as expectativas iniciais dos investidores. No cenário P50, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é de 23% ao ano, enquanto no cenário P90 é de 17,4% ao ano, ambos superiores à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 10% ao ano. A bonificação de adimplência no financiamento contribui positivamente para o aumento do Valor Presente Líquido (VPL).

O EBITDA do projeto é 10% superior no cenário P50 em comparação ao P90, totalizando mais de 900 milhões de reais, com uma margem excepcional de aproximadamente 92%, muito acima da média de 75% em projetos similares. O prazo de retorno do investimento é de 6,5 anos. Além disso, o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) é de 2,02 no cenário P90 e 2,95 no P50, ambos acima do mínimo exigido de 1,2, demonstrando a capacidade do projeto de gerar caixa suficiente para suas obrigações de dívida.

Apesar de algumas flutuações mensais no ICSD, a performance geral indica uma recuperação consistente e uma operação financeira sustentável a longo prazo. O projeto se destaca também pelo seu significativo impacto ambiental, evitando a emissão de 95.646 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente. Este benefício ambiental equivale à capacidade de absorção de CO<sub>2</sub> de mais de 4,5 milhões de árvores por ano ou à

retirada de quase 21.000 veículos das ruas, fortalecendo a matriz energética do país e alinhando-se às metas globais de sustentabilidade.

No entanto, esta pesquisa também possui suas limitações. Primeiramente, a análise se baseia em projeções de fluxos de caixa e premissas econômicas que, embora fundamentadas em dados históricos e tendências atuais, estão sujeitas a variações imprevistas, como mudanças regulatórias e flutuações de mercado. Além disso, a avaliação ambiental focou-se principalmente na redução de emissões de CO<sub>2</sub>, não abrangendo outros possíveis impactos ambientais que podem surgir durante a construção e operação das usinas fotovoltaicas.

Para pesquisas futuras, recomenda-se a análise de outros fatores ambientais, como o impacto na biodiversidade local e o uso da terra. Também seria benéfico explorar a integração de tecnologias emergentes, como sistemas de armazenamento de energia, que podem aumentar a eficiência e a viabilidade econômica dos projetos solares. Além disso, estudos comparativos entre diferentes modelos de financiamento e suas influências na viabilidade de projetos de energia renovável podem fornecer insights valiosos para investidores e formuladores de políticas.

Portanto, este trabalho serve como um guia valioso para investidores e desenvolvedores interessados em projetos de energia solar *greenfield*, oferecendo uma metodologia comprovada para superar desafios e maximizar o retorno sobre o investimento. À medida que o mundo se volta cada vez mais para as fontes de energia renovável, iniciativas como o CSI serão fundamentais para moldar um futuro energético mais sustentável.

## 7 REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico: Mercado de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

ABRACEEL. Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica. **O Papel da Comercialização na Financiabilidade da Expansão da Geração na Nova Configuração do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/06/SEPEF-2022-Alexandre-Lopes.pdf>>. Acesso em: 08 dezembro de 2023.

ALBUQUERQUE, Álvaro R. **Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado)** — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

AMARAL FILHO, José Bonifácio de Souza. **A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária. 2007**. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas)- Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2007. Acesso em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000425759>. Acesso em: 03 de junho de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 921**. Homologada em 23 de fevereiro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021921.pdf>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.029**, Homologada em 25 de julho de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.html>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.038**, de 9 de agosto de 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.071**, de 29 de agosto de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.html#:~:text=Estabelece%20os%20requisitos%20e%20procedimentos,tecnologias%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%2C%20e%20%C3%A0>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 3.128/2022**. Homologada em 18 de outubro de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc//reh20223128ti.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 3.202/2023**. Homologada em 23 de maio de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233202ti.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2023.

BACELLAR, R. B; GONÇALVES. O. O. **Regulação do setor elétrico: entre monopólios e liberdade de contratação**. Revista Direito e Democracia, v.29, n 11, 342-357, Florianópolis, 2021. Disponível em: <<https://www.indexlaw.org/index.php/rdb/article/view/6294/5823>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

BCB. Banco Central do Brasil. **Relatório Focus - Boletim Focus de 24 de novembro de 2023**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/24112023>. Acesso em: 09 dezembro de 2023.

BEZERRA, Francisco D. **Energia Solar**. Caderno Setorial ETENE. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, ano 8, n.295. ano 2023. (Série Caderno Setorial ETENE, n.295).

BNDES. **Histórico da parcela fixa da TLP. 2023b**. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/historico-da-parcela-fixa-da-tlp>. Acesso em: 21 mar. 2023.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 915**. Data de publicação: 6 de setembro de 1993.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 1.009**. Data de publicação: 21 de outubro de 1969.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 1.024**. Data de publicação: 14 de julho de 1994.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 2.003**. Data de publicação: 10 de setembro de 1996.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 5.163**. Data de publicação: 30 de julho de 2004.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 10.893**. Data de publicação: 14 de dezembro de 2021.

BRASIL. Presidente da República. **Decreto nº 41.019**. Data de publicação: 26 de fevereiro de 1957.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.074**. Data de publicação: 07 de julho de 1995.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.438**. Data de publicação: 26 de abril 2002.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.848**. Data de publicação: 15 de março 2004.

BRASIL. Presidência da república. **Lei n.º 13.483**. Data de publicação: 21 de setembro de 2017. Institui a Taxa de Longo Prazo (TLP). Brasília, 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria nº 465**. Brasília, DF, 2019.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTTKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimento: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial**. 11ª edição. São Paulo: Atlas, 2017.

CASTRO, Nivalde J. **As duas crises do setor elétrico brasileiro: a vertente financeira**. Rio de Janeiro, IFE nº 1086. Instituto de Economia – UFRJ, 07 de abril de 2003. Disponível em:

<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo>.

Acesso em: 05 de setembro 2023.

CASTRO, Nivalde J. **Agências Reguladoras e estratégia das empresas do Setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. Instituto de Economia – UFRJ, 24 de março de 2003. Disponível em:

<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>.

Acesso em: 05 de setembro 2023.

CASTRO, Nivalde J. **As condições macroeconômicas do país e a ampliação do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, IFE nº1101. Instituto de Economia – UFRJ, 05 de maio de 2023. Disponível em:

<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo>.

Acesso em: 08 de outubro 2022.

CASTRO, Nivalde J. **Problemas e perspectivas da crise financeira do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, IFE nº 1097. Instituto de Economia – UFRJ, 28 de abril de 2003. Disponível em:

<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>. Acesso em:

05 de setembro 2007.

CASTRO, Nivalde J. **Avanços na reestruturação do Setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. Instituto de Economia – UFRJ, 31 de março de 2003. Disponível em:

<<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/novomodelo.htm>>. Acesso

em: 05 de setembro 2007.

CASTRO, ULISSES; KAWAHIRA, L.K; **Mercado ACL e sua financiabilidade**. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/mercado-acl-e-sua-financiabilidade/>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023. Acesso em: 07 de dezembro de 2023

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Alocação de Geração Própria (AGP)** - Versão 2021.4.2. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/regras-de-comercializacao>. Acesso em: 15 jul. 2023.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Dados PLD (Preço de Liquidação das Diferenças)**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

CHARLES, Rajesh, J., & Majid, M. (2023). **Advances and development of wind-solar hybrid renewable energy technologies for energy transition and sustainable future in India.** *Energy & Environment*, Disponível em: <https://doi.org/10.1177/0958305X231152481>. Acesso em: 09 de dezembro de 2023.

CORREIA, Tiago B.; MELO, Elbia; et al. **Trajétória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado.** *Revista Economia*. Brasília (DF), v.7, n.3, p.607–627, set/dez 2006. Disponível em: [https://www.anpec.org.br/revista/vol7/vol7n3p607\\_627.pdf](https://www.anpec.org.br/revista/vol7/vol7n3p607_627.pdf). Acesso em: 03 de junho de 2023.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Executive Summary of the Consolidated Report for Stage IV of the Consultancy Advisory for the Minister of Mines and Energy, Brazilian Government, June 1997.**

COPPE/UFRJ. **Livro "Mudanças Climáticas: O Desafio do Século" encabeça com artigo do Prof. Emílio Lebre La Rovere que reflete resultados e perspectivas pós-COP-21.** Disponível em: <http://www.centroclima.coppe.ufrj.br/index.php/en/destaque-3/noticias/23-livro-mudancas-climaticas-o-desafio-do-seculo-encabeca-com-artigo-do-prof-emilio-lebre-la-rovere-que-reflete-resultados-e-perspectivas-pos-cop-21#:~:text=As%20mudan%C3%A7as%20clim%C3%A1ticas%20constituem%20um,o%20desaparecimento%20de%20ilhas%20e>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

DCIDE. **Boletim Semana da Curva Forward.** Disponível em: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2023/12/Boletim-S49.pdf>. Acesso em: 09 de dezembro de 2023.

DEMODARAN, Aswath. **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset:** 666. Wiley; 3rd Revised ed. edição (17 abril 2012).

DIAS, R.A. **Geração Fotovoltaica Centralizada: Estudo de viabilidade financeira na construção de um empreendimento de 5MW.** Ano de publicação: 2020.

ELETRON ENERGY. **O que fazemos.** Disponível em: <https://eletronenergy.com.br/>. Acessado em: 07 de dezembro de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2023.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo de Energia no Brasil.** Análises Setoriais. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil%5B1%5D.pdf>. Acesso em 11 de dezembro de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Caderno de Preços da Geração 2021.** Ano de publicação: 2021. Disponível em: [Caderno de Preços da Geração r0 \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-459/topico-669/Caderno%20Estudos%20DEE%202022%20%20v31jan23.pdf). Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Caderno de Estudos de planejamento de geração e transmissão.** Ano de publicação: 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-459/topico-669/Caderno%20Estudos%20DEE%202022%20%20v31jan23.pdf>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

FINNERTY, J. D. **Project financing: asset based financial engineering.** 3. Ed. New York: John Wiley, 2013.

GONÇALVES, D. J. Reformas na indústria elétrica brasileira. A disputa pelas fontes e controle dos excedentes. 2007. 431 f. Tese (Doutorado em Energia) - Escola Politecnica de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

GOLDENBERG, Jose; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC**. USP. São Paulo, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-20702003000200009> . Acesso em: 03 de junho de 2023.

HOFFMAN, S. L. L. **The law and business of international project finance**. 3. Ed. Ardsley: Cambridge, 2008.

IBGE. **Série histórica do IPCA. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor**. Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Índices de Preços. 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplio.html?t=series-historicas>. Acesso em: 21 março de 2023.

IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2021**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em: 08 de julho de 2022.

INFOMONEY. **Investimentos em Infraestrutura superam CDI e Bolsa no longo prazo**. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/patrocinados/gestao-investimentos-alternativos/investimentos-em-infraestrutura-superam-cdi-e-bolsa-no-longo-prazo/>. Acesso em: 06 de julho de 2023.

ILUMINA.ORG.BR. **Da superfície para as entranhas: um modelo com defeitos genéticos**. Disponível em: <https://www.ilumina.org.br/da-superficie-para-as-entranhas-um-modelo-com-defeitos-geneticos/>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Resumo do Relatório Anual de Estatísticas de Energia Eólica e Tecnologia 2021**. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_WETO\\_Summary\\_2021\\_PT.pdf?rev=7a2079e693b94de28014f3d66337847f](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_WETO_Summary_2021_PT.pdf?rev=7a2079e693b94de28014f3d66337847f). Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

IRENA. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>. Acesso em: 30 de junho de 2022.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable Capacity Statistics 2021**. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023

JUSTEN Filho, Marçal. **Curso de Direito Administrativo**. 11. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2014, p. 749-750.

MATTOS, M. C. **Operações de swap no mercado de energia elétrica**. 2018. 88f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia 2008.

MARTINS, Cleicio Poletto. **A transição energética e os impactos socioambientais do descomissionamento de sistemas de geração de energia elétrica** / Cleicio Poletto Martins; orientador, Giovani Mendonça Lunardi, 2018. 129 p. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/205784/PGES0007-D.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>. Acesso em: 12 agosto de 2024.

NEXO JORNAL. **A relação entre energia e mudança do clima no Brasil**. Disponível em: <https://pp.nexojournal.com.br/opiniao/2020/A-rela%C3%A7%C3%A3o-entre-energia-e-mudan%C3%A7a-do-clima-no-Brasil>. Acesso em: 03 de julho de 2022.

OLIVEIRA, A. **Mercado Elétrico RISCOS: Centralizar a gestão de riscos?**. IPEA. 2007. Disponível em: [https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/livros/Arq17\\_Cap10\\_20.pdf](https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/livros/Arq17_Cap10_20.pdf). Acessado em: 10 de dezembro de 2023.

OLIVEIRA, P. G. **Os Entraves Institucionais para uma Maior Participação do Setor Privado no Financiamento da Infraestrutura: O Caso das Debêntures Incentivadas**. Ano de publicação: 2019. Local de publicação: Brasília-DF.

OLIVEIRA, A. (Coord.). **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico**. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap. São Paulo: IPEA, 1997.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o Sistema Interligado Nacional (SIN)?** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

PALEPU, Krishna G.; HEALY, Paul M.; BERNARD, Victor L. **Business analysis & valuation: using financial statements**. 3 ed. Mason: Thomson South-Western, 2004.

PASE, Hemerson Luiz; ROCHA, Humberto José. **O Governo Lula e as políticas públicas do setor elétrico**. Revista Debates. Porto Alegre, UFRGS, v. 4, n.2, p. 32- 59, 2010. Disponível em: <http://seer.ufrgs.br/debates/article/view/16382>. Acesso em: 03 de junho de 2023.

PORTAL SOLAR. **IEA prevê crescimento de 30% do uso de energia solar no mundo em 2022**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/internacional/iea-preve-crescimento-de-30-do-uso-de-energia-solar-no-mundo-em-2022>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023].

RAMALHO, Edna Lopes. **Abrangência e eficácia da descentralização das atividades de regulação e fiscalização no setor de energia elétrica Estudo de caso da CSPE. 2003**. Tese (Doutorado em Engenharia Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas SP, 2003. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000310985>>. Acesso em: 03 de junho de 2023.

ROCHA, KÁTIA. Texto para Discussão: Investimentos privados em infraestrutura nas economias emergentes: a importância do ambiente regulatório na atração dos investimentos. Instituto de Pesquisa Economica Aplicada. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: [https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td\\_2584.pdf](https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_2584.pdf). Acesso em 09 de dezembro de 2023.

ROCHEDO, P.R.R.; SOARES-FILHO, B.; SCHAEFFER, R.; et al. **The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil**. *Nature Clim Change*, vol. 8, p. 695-698, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0213-y>. Acesso em: 03 de julho de 2022.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey; LAMB, Roberto; **Administração Financeira. 10ª edição.** AMGH, 4 de março de 2015.

RUIZ, E. T. N, F; SCARAMUCCI, H. F. A; DABUS, A; RABASSA, M. M. **Análise de Investimento em Projetos de Energia Solar Fotovoltaica: Geração Centralizada.** 2ª edição. Campinas. Editora Alínea, 2021.

RUIZ, E. T. N. F. **Análise de Investimento em Projetos Greenfield de Bioenergia.** 2ª edição. Campinas. Editora Alínea, 2021.

SANTOS, Matheus Raffael Ferreira; SILVA, Maisa Mendonça. **Autoprodução de energia por arrendamento através da geração no ambiente de contratação livre: um estudo de caso.** XXX SIMPÓSIO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO (SIMPEP). UNESP, 2023. p. 152-165, Bauru-SP.

SANTOS, R. M. M. **Arranjos Contratuais para Enquadramento nos Regimes de Autoprodução de Energia Elétrica.** Fundação Getúlio Vargas – FGV. Departamento de Direito. São Paulo, 2022.

SANTOS, R. R; FINGER, V; Portal FGV. **Transição Energética: Brasil dribla crise hídrica, mas permanece alerta em relação à conta de luz.** Disponível em: <https://portal.fgv.br/artigos/transicao-energica-brasil-dribla-crise-hidrica-mas-permanece-alerta-relacao-conta-luz>.

SAUER, I.L, ROSA, L.P, et al. **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro (1st ed.).** Paz e Terra. Campo Grande, 2003.

SCARAMUCCI, H. A. F; **Panorama Legal e Regulatório.** Alínea. Campinas-SP, 2021.

SILVA, E. D. B. "**Contratos de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Análise de oportunidades para realização de Leilões de Energia existente (LEE) futuros, sob o aspecto de mercado para o consumidor os vencimentos futuros**". Instituto de Energia da PUC, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2020.

SIMÕES, M.; Roberto J. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** Rio de Janeiro: LTC, 2021.

TOLMASQUIM, M. T; OLIVEIRA, R, G; CAMPOS, A. F. **As empresas do setor elétrico brasileiro: estratégias e performance**. Rio de Janeiro: CENERGIA. COPPE: UFRJ, Centro de tecnologia, 2002.

SUNO. **Fluxo de caixa descontado**. Disponível em: <https://www.suno.com.br/artigos/fluxo-de-caixa-descontado/>. Acesso em: 09 de dezembro de 2023.

TOBIAS, E; **Brasil Energia. Panorama do Financiamento de Projetos Eólicos em 2023**. Disponível em: [https://editorabrasilenergia.com.br/panorama-do-financiamento-de-projetos-eolicos-em-2023/#\\_edn7](https://editorabrasilenergia.com.br/panorama-do-financiamento-de-projetos-eolicos-em-2023/#_edn7). Acesso em: 07 de dezembro de 2023.

USP. Jornal da Universidade de São Paulo. **COP-26: países retomam negociações para evitar o caos climático**. Disponível em: <https://jornal.usp.br/ciencias/cop-26-paises-retomam-negociacoes-para-evitar-o-caos-climatico/>. Acesso em: 03 de julho de 2022.

VALOR ECONOMICO. **Aversão a risco em crédito privado deve ser temporária, diz Fitch**. Disponível em: <https://valor.globo.com/financas/noticia/2023/03/07/aversao-a-risco-em-credito-privado-deve-ser-temporaria-diz-fitch.ghtml>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023

VICENTE, Marina (Org.) **Cadernos Adenauer xvii, nº 2. Mudanças climáticas: o desafio do século**. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, agosto 2016, p 7-8.

VEIGA, D.S.; FONSECA, V.M. **Análise do consumo de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2002, p.94. Monografia. ENCE.

WALVIS, Alida; GONÇALVES, Edson Daniel Lopes. **Avaliação das Reformas Recentes no Setor Elétrico Brasileiro e sua Relação com o Desenvolvimento do Mercado Livre de Energia**. FGV-CERI. Rio de Janeiro: 2014.

XP Investimentos. **Setor Elétrico no Brasil**. Disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/fundos-imobiliarios/relatorios/setor-eletrico-no-brasil/>. Acesso em: 07 de dezembro de 2023.