

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

João Pedro Frederico de Abreu

Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em *campi* universitários

Florianópolis

2023

João Pedro Frederico de Abreu

Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em *campi* universitários

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª. Helena Napolini, Eng^ª. Eletricista, Dr^ª. Eng. Civil

Coorientador: Vinicius Hirasaki, Eng^o Eletricista

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra

Frederico de Abreu, João Pedro
Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração
fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em
baterias em campi universitários / João Pedro Frederico de
Abreu. Orientadora, Helena Flávia Napolini, coorientador, Vinicius
Hirassaki, 2023.
56 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade
Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em
Engenharia de Produção Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia de Produção Elétrica. 2. Sistemas
de armazenamento em baterias. 3. Mini e
Microgeração Distribuída. 4. Lei 14.300/2022. I. Napolini,
Helena Flávia . II. Hirassaki, Vinicius . III. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Produção
Elétrica. IV. Título.

João Pedro Frederico de Abreu

Título: Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em *campi* universitários

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 14 de dezembro de 2023.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof^a. Helena Flávia Napolini, Eng^a. Eletricista, Dr^a. Eng. Civil
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Vinicius Hirassaki
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Daniel Odílio dos Santos, Mestre em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof^o Mauro Augusto da Rosa, Ph. D
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus amigos do LABGEEL, aos meus queridos pais e à minha namorada.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão à Professora Helena Flávia Napolini, minha orientadora, que me orienta desde a segunda fase do curso de Engenharia Eletrônica, pelo apoio, paciência e conhecimento valiosos; ao Vinicius Hirassaki, meu coorientador, pela disposição em compartilhar seu conhecimento e esclarecer minhas dúvidas; aos meus pais, pelo amor e apoio incondicional em todas as fases da vida.

Também quero expressar minha profunda gratidão à minha namorada, que nunca me negou amor, apoio e incentivo. Obrigado de todo o meu coração por estar ao meu lado nos inúmeros momentos de ansiedade e estresse. Sem você, este trabalho não teria sido concluído.

A todos vocês, meu sincero agradecimento por tornar este trabalho possível e por serem parte fundamental da minha jornada acadêmica. Muito obrigado.

*Sabe o que é mais caro na engenharia? O desconhecimento.
(Luiz Anibal de Oliveira Santos)*

RESUMO

Este estudo tem como objetivo comparar a viabilidade técnica e financeira de um sistema de armazenamento de baterias integrado com energia fotovoltaica nos anos de 2024 e 2026, em relação a um sistema exclusivo de geração fotovoltaica em uma unidade consumidora localizada no campus universitário da Universidade Federal de Santa Catarina. A unidade consumidora está conectada à rede da distribuidora CELESC, enquadrada no grupo A4 – Verde, seguindo a modalidade GD II do sistema de compensação de energia elétrica conforme definido pela Lei 14.300/2022. O sistema FV simulado possui uma capacidade de 713 kWp, com geração anual de 875,3 MWh e um rendimento médio anual de 81,7%. O sistema de armazenamento em baterias dimensionado tem uma capacidade de 502,8 kWh e uma potência de 400 kW. O custo para a implementação do sistema FV é de R\$2.079.040,00 (R\$2,92/Wp), incluindo o preço de R\$311.856,00 para a substituição do inversor no décimo ano. O custo para a implementação do sistema de armazenamento em baterias é de R\$1.684.393,58 (R\$3.350,00/kWh) e R\$1.407.851,35 (R\$2.800,00/kWh) para os anos de 2024 e 2026, respectivamente. Para o décimo ano, foram considerados custos de R\$703.925,67 (R\$1.400,00/kWh) para a troca do sistema de armazenamento em baterias inserido em 2024 e R\$603.364,86 (R\$1.200,00/kWh) para a troca do sistema de armazenamento em baterias inserido em 2026. Não foram considerados valores de inflação e reajuste tarifário. Os cenários de sistema de armazenamento em baterias com sistema fotovoltaico apresentaram resultados de VPL, TIR e payback descontados inferiores em comparação com o sistema fotovoltaico isolado. Nesse contexto, o sistema fotovoltaico demonstrou ser mais atrativo financeiramente em comparação com o sistema de armazenamento em baterias com sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; SAEB; Análise econômica; Lei 14.300.

ABSTRACT

This study aims to compare the technical and financial feasibility of a battery storage system integrated with photovoltaic energy in the years 2024 and 2026, in relation to an exclusive photovoltaic generation system in a consumer unit located on the university campus of the Federal University of Santa Catarina. The consumer unit is connected to the distributor CELESC's network, classified in group A4 – Green, following the GD II modality of the electrical energy compensation system as defined by Law 14,300/2022. The simulated PV system has a capacity of 713 kWp, with annual generation of 875.3 MWh and an average annual yield of 81.7%. The scaled battery storage system has a capacity of 502.8 kWh and a power of 400 kW. The cost for implementing the photovoltaic system is R\$2,079,040.00 (R\$2.92/Wp), including the price of R\$311,856.00 for replacing the inverter in the tenth year. The battery storage system was sized at 502.8 kWh, with costs of R\$596,970.00 (R\$3,350.00/kWh) and R\$498,960.00 (R\$2,800.00/kWh) for the years 2024 and 2026, respectively. For the tenth year, costs of R\$703,925.67 (R\$1,400.00/kWh) were considered for exchanging the scaled battery storage system inserted in 2024 and R\$603,364.86 (R\$1,200.00/kWh) for exchanging the scaled battery storage system inserted in 2026. Inflation values were not considered and tariff adjustment. The scaled battery storage system with photovoltaic generation system scenarios presented lower NPV, IRR and discounted payback results compared to the isolated PV system. In this context, the PV system proved to be more financially attractive compared to scaled battery storage system with photovoltaic generation system.

Keywords: Energy Storage System; Financial Feasibility; brazilian Law 14,300/2022

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução anual da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo.	20
Figura 2 - Evolução anual da inserção da geração FV no Brasil.....	22
Figura 3 - Geração fotovoltaica distribuída no Brasil.	22
Figura 4 - Sistemas FV instalados e potência instalada de MMGD FV no Brasil, por classe de consumo.	23
Figura 5 - Evolução anual dos preços das baterias, em dólares por kWh.	24
Figura 6 - Localização da UC do Complexo Aquático do Centro de Desportos da UFSC.	27
Figura 7 - Edificação da UC.	28
Figura 8 - Fluxograma do processo de carga/descarga do SAEB a ser inserido na UC.	32
Figura 9 - Evolução mensal do consumo da UC – 2022.	39
Figura 10 – Evolução mensal da demanda medida e da demanda medida da UC para os períodos P e FP – 2022	39
Figura 11 - Diagrama unifilar do sistema FV	40
Figura 12 - Modelo 3D da edificação com o sistema FV integrado.....	41
Figura 13 – Evolução mensal da PR e da geração FV da UC.	41
Figura 14 – Evolução do VPL com a TMA.	43
Figura 15 - Evolução da TIR com a TMA.....	44
Figura 16 - Evolução do <i>payback</i> descontado com a TMA.	44
Figura 17 - Evolução do LCOE com a TMA.	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Níveis de irradiação solar global horizontal média diária por região do Brasil	19
Tabela 2 – Níveis de irradiação solar global horizontal média diária por mês para os estados da região Sul e da Região Sul, expresso em kWh/m ²	20
Tabela 3 - Características técnicas do módulo FV GCL-M3/78H-445.	29
Tabela 4- Características técnicas do inversor SUN2000-50KTL-M3-480V	29
Tabela 5- Características técnicas do inversor SUN2000-100KTL-INM0-480Vac. ...	29
Tabela 6 - Dados meteorológicos de Florianópolis.	30
Tabela 7 – Parâmetros técnicos do SAEB.	31
Tabela 8 - Valores dos componentes tarifários no período compreendido entre setembro de 2023 e agosto de 2024.	32
Tabela 9 - Valores de PIS e COFINS (Celesc) - de setembro de 2022 a agosto de 2023.	33
Tabela 10 – Evolução anual do percentual de cobrança do Fio B.	36
Tabela 11 - Características construtivas do sistema FV.	40
Tabela 12 – Evolução anual da energia utilizada para carregar o SAEB e da energia fornecida pelo SAEB (P) à UC.	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- CAPEX - Capital expenditure
- CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
- COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- DoD - Depth of Discharge
- FC - Fator de capacidade
- FDI - Fator de dimensionamento dos inversores
- FP - Horário Fora da Ponta
- FV - Fotovoltaica
- FV+SAEB - Fotovoltaica com sistema de armazenamento em baterias.
- GD - Geração Distribuída
- GHD - Irradiação Global horizontal inclinada
- GHI - Global horizontal inclinada
- ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
- LCOE - Custo Nivelado de Energia
- MMGD - Micro e Mini Geração Distribuída
- MMGD FV - Micro e Mini Geração Distribuída por geração fotovoltaica
- P - Horário de Ponta
- PIS - Programa de Integração Social
- PR - Performance Ratio
- REH - Resolução Homologatória
- REN - Resolução Normativa
- SAEB - Sistema de armazenamento em baterias
- SC - Santa Catarina
- SCEE - Sistema de compensação de energia elétrica
- TE - Tarifa de Energia
- Temp. Ar - Temperatura do ar
- TIR - Taxa Interna de Retorno
- TMA - Taxa Mínima de Atratividade
- TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- UC - Unidade Consumidora

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

UR - Umidade relativa do ar

VPL - Valor Presente Líquido

Vvento - Velocidade do vento

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	16
1.1.	MOTIVAÇÃO	17
1.2.	OBJETIVOS	17
1.2.1.	OBJETIVO GERAL	17
1.2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1.	RECURSO SOLAR NO BRASIL	19
2.2.	EVOLUÇÃO ANUAL DA CAPACIDADE INSTALADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO	20
2.3.	MINI E MICRO GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	21
2.4.	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS	23
2.5.	SISTEMAS HÍBRIDOS (FV + SAEB)	24
2.6.	EDIFICAÇÕES UNIVERSITÁRIAS	25
2.7.	COMPONENTES TARIFÁRIOS	25
3.	METODOLOGIA	27
3.1.	DESCRIÇÃO DA UC	28
3.2.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	28
3.3.	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS PARA AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO FV	30
3.4.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO SAEB	31
3.5.	POLÍTICA DE CARGA/DESCARGA DO SAEB	32
3.6.	DESPEAS DA UC COM ENERGIA ELÉTRICA	32
3.7.	INDICADORES DE ATRATIVIDADE FINANCEIRA	36
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	39
4.1.	DEMANDA E CONSUMO DA UC	39
4.2.	SISTEMA FV	40
4.3.	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (SAEB)	42
4.4.	ANÁLISE DOS INDICADORES DA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DO RETORNO DO INVESTIMENTO	43
5.	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	48
	APÊNDICE A – TABELA DA EVOLUÇÃO DO VPL COM A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS	53

APÊNDICE B – TABELA DA EVOLUÇÃO DO TIR COM A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS	
54	
APÊNDICE C – TABELA DA EVOLUÇÃO DO PAYBACK DESCONTADO COM A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS	55
APÊNDICE D – TABELA DA EVOLUÇÃO DO LCOE COM A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS	56

1. INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica (FV) vem expandindo de maneira exponencial em todo o mundo nos últimos 10 anos (IRENA, 2023a) atingindo a marca de 1,1 TW de potência instalada (IEA, 2023).

No Brasil, o início da geração distribuída (GD) foi marcado pela Resolução Normativa (REN) N° 482/2012 (ANEEL,2012), seguida pela REN N° 687/2015, (ANEEL,2015). Essas medidas impulsionaram o crescimento da geração FV, alcançando aproximadamente 17 GW de potência instalada no país até o final de 2022 (ABSOLAR, 2023; BEN, 2023). A REN 482/2012 introduziu um modelo de tarifação, conhecido como *net metering* em outros países (SEIA,2017), permitindo que consumidores cativos acumulassem ou trocassem créditos com a concessionária de energia elétrica provenientes de seus sistemas de geração. Esses créditos englobavam todos os encargos do sistema, o que resultava em subsídios para consumidores com geração própria (consumidor-gerador). No entanto, essa prática levava a um repasse dos custos para os demais consumidores, encarecendo, por conseguinte, a fatura de energia (PDE-2030).

No período de 2019 a 2022, as resoluções normativas passaram por revisão, culminando na promulgação da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022a), que representa o Marco Legal da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD). Esta legislação consolida a MMGD como componente fundamental da estratégia energética nacional, conferindo maior segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade ao crescimento desse mercado (GREENER, 2021). Contudo, a lei introduziu alterações no sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), descontando certos encargos dos créditos de energia e impactando diretamente a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos integrados à rede elétrica. Essas mudanças no SCEE também têm sido observadas internacionalmente, como na Alemanha, no Japão e no Reino Unido, que reduziram a compensação monetária pela injeção de energia na rede, ou na Califórnia (Estados Unidos), que começou a aplicar tarifas dinâmicas (Castro e Dantas, 2018).

O crescimento urbano, a industrialização e a busca contínua por melhorias na qualidade de vida resultam em crescentes demandas por edificações mais confortáveis, aumentando diretamente o consumo de energia em construções (NASUTION, 2014), que são as maiores consumidoras de eletricidade em regiões de climas quentes (LAM *et al*, 2004; REZAIE *et al*, 2013). Considerando que as universidades podem ser equiparadas a microcosmos urbanos devido ao seu porte, população e variedade de atividades em seus *campi* (KOLOKOTSA *et al.*, 2016), torna-se evidente que o seu impacto na rede de distribuição de energia elétrica é substancial.

O uso de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) segue em constante expansão no mundo devido a expansão do uso de eletrônicos, veículos elétricos e da eletricidade (IEA,2020). No Brasil, sistemas de armazenamento de energia em baterias, ainda pouco difundido em virtude do seu elevado custo (MME e EPE, 2023), podem ser utilizados para o gerenciamento do consumo tanto na alta quanto na baixa tensão (EPE, 2022).

As análises de viabilidade financeira sobre o uso de SAEB em unidades com geração FV são temas de estudos (Quoilin *et al*, 2016; Weniger *et al*, 2014; Truong *et al*, 2016), porém não consideram a degradação das baterias com o uso. Outros trabalhos (Uddin *et al*, 2017; Chen

et al.,2023; Yang, 2023; Zhang, 2023) abordam o uso do SAEB com integração FV inseridos em distintos mercados internacionais. O trabalho de Gomes (2022) estuda a viabilidade de SAEBs ligados à rede, porém sobre a ótica da REN N° 482/2012 para consumidores residenciais. Os trabalhos de Menezes (2022), Braga (2022) e Schroer (2022) estudam a viabilidade econômica de sistemas FV conforme a Lei 14.300, contudo sem analisar cenários com inserção de SAEB.

1.1. MOTIVAÇÃO

Com a implementação da Lei 14.300/2022, houve uma alteração nas regras de compensação de energia elétrica para os sistemas incluídos MMGD. Diante desse cenário, torna-se imperativo realizar uma nova análise de viabilidade do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos.

As universidades, caracterizadas por uma arquitetura predominantemente composta por edificações horizontais, oferecem condições propícias para a integração de sistemas fotovoltaicos. Simultaneamente, a crescente popularidade do uso de sistemas de armazenamento em baterias aliados a fontes de geração renovável estão se popularizando. Nesse contexto, torna-se interessante examinar a viabilidade econômica desse sistema de energia renovável, especialmente à luz das mudanças introduzidas pela Lei 14.300/2022.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GERAL

Este trabalho visa avaliar a viabilidade técnica e econômica da integração de sistemas de geração FV e de SAEB em UC localizada em *campus* universitário, considerando diversos cenários para a implementação de sistemas FV e de SAEB atendendo às prescrições da Lei 14.300.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Estudo do consumo e da demanda da UC;
- Dimensionamento do sistema FV que seria inserido na UC;
- Dimensionamento do SAEB;
- Descrição do processo de carga/descarga do SAEB;
- Estudo do SCEE para a modalidade GD II;
- Avaliação da atratividade financeira do retorno do investimento da inserção de sistema FV na UC para simultaneidade de 0%, 50% e 100%.

- Avaliação da atratividade financeira do retorno do investimento do sistema FV para a inserção de sistemas FV e de SAEB na UC (FV+SAEB) para 2 cenários de preços dos SAEB (2024;2026).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. RECURSO SOLAR NO BRASIL

Os recursos de irradiação solar no Brasil, entre os maiores do mundo, caracterizam-se por uma distribuição uniforme e pouca variabilidade anual (Pereira *et al.*, 2006). As médias diárias regionais de irradiação solar global no plano horizontal são destacadas na Tabela 1.

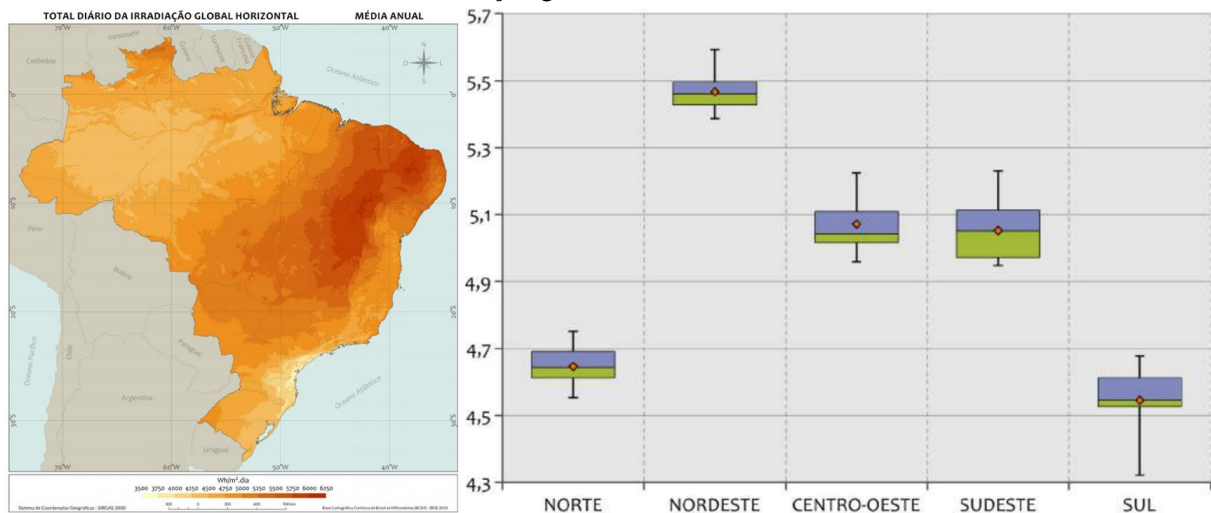
Tabela 1 – Níveis de irradiação solar global horizontal média diária por região do Brasil

Região	Anual	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
N	4.89	4.65	4.69	4.58	4.57	4.61	4.81	4.94	5.45	5.44	5.20	4.98	4.74
NE	5.46	5.74	5.72	5.64	5.15	4.73	4.52	4.74	5.39	5.94	6.01	6.06	5.93
CO	5.16	5.48	5.53	5.17	4.99	4.60	4.40	4.61	5.40	5.29	5.45	5.43	5.61
SE	4.94	5.74	5.95	5.11	4.66	3.96	3.72	3.91	4.76	4.98	5.33	5.35	5.85
S	4.54	6.05	5.67	4.97	4.05	3.12	2.68	2.92	3.75	4.00	4.91	5.98	6.33

Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

A média anual da irradiação solar global horizontal no Brasil atinge seu ponto máximo na região Nordeste, com ênfase no Vale do São Francisco, e apresenta-se menor no litoral da região sul do país, conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Mapa da irradiação solar global horizontal média diária no Brasil (esquerda) e variabilidade interanual de irradiação solar global horizontal (kWh/m²) (direita)



Fonte: adaptado de PEREIRA *et al.*, 2017.

A região sul se destaca pela maior variabilidade climática entre as regiões. Caracterizada por um clima temperado com estações bem definidas, essa oscilação sazonal pode impactar a quantidade de radiação solar recebida em diversos períodos do ano. (PEREIRA *et al.*, 2017). A Tabela 2 mostra os de irradiação solar global horizontal média diária por mês para os estados da região Sul e da Região Sul.

Tabela 2 – Níveis de irradiação solar global horizontal média diária por mês para os estados da região Sul e da Região Sul, expresso em kWh/m².

Estado	Anual	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PR	4.75	5.95	5.67	5.15	4.36	3.44	3.06	3.28	4.25	4.43	5.16	5.95	6.26
RS	4.50	6.30	5.82	4.95	3.92	2.93	2.44	2.72	3.46	3.79	4.93	6.19	6.60
SC	4.30	5.78	5.39	4.75	3.85	3.02	2.55	2.78	3.59	3.75	4.54	5.67	5.98

Fonte: PEREIRA *et al*, 2017.

O estado de Santa Catarina (SC) apresenta menor valor de irradiação solar global anual entre os estados da região sul. Os menores valores de irradiação foram obtidos entre os meses de junho e setembro. Os maiores valores de irradiação foram obtidos entre os meses de janeiro e dezembro.

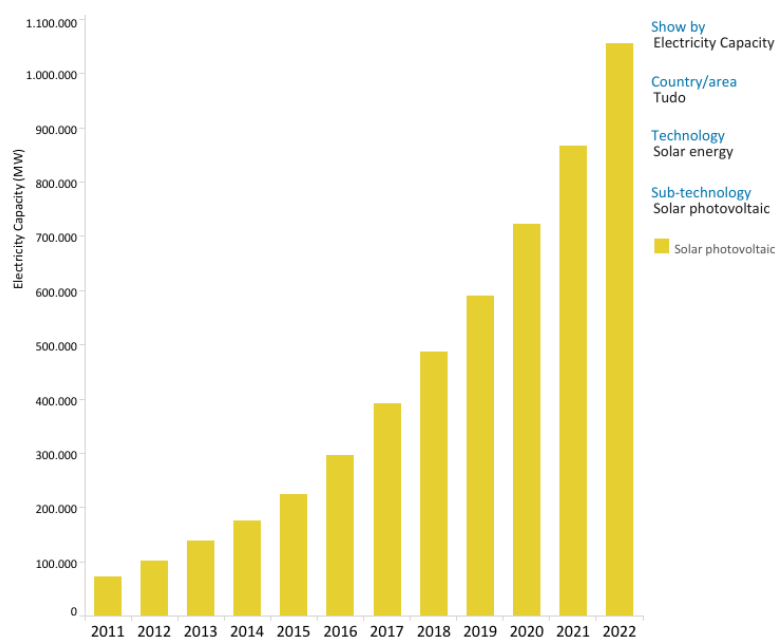
Apesar de apresentar os menores índices de irradiação solar média diária, a região sul do país, com seus climas temperados, ainda demonstra significativo potencial técnico e econômico para aproveitamento solar (GOLDEMBERG *et al.*, 2004; ROSA e LOMARDO, 2004; Carlo e LAMBERTS, 2008).

2.2. EVOLUÇÃO ANUAL DA CAPACIDADE INSTALADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO

A popularização dos sistemas fotovoltaicos (FV) tem sido notável na última década, registrando um crescimento exponencial tal que, até o final de 2022, a potência instalada em todo o mundo ultrapassou a marca de 1 TW.

A Figura 1 apresenta a evolução anual da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo.

Figura 1 - Evolução anual da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo.

























Fonte: Irena, 2023a

Durante o período compreendido entre 2011 e 2022 a capacidade instalada teve um crescimento de mais de 14.600%, avançando de 72 GW para 1,055 TW. De 2021 para 2022, a capacidade instalada aumentou em 189 GW, representando um crescimento de 22% em um ano.

A Figura 3 apresenta a relação dos 10 países que mais instalaram sistemas FV em 2022. (esquerda) e os países com maior capacidade instalada de sistemas FV no mundo (direita).

Figura 3 – Relação dos países que mais instalaram sistemas FV (esquerda) e dos países com maior capacidade instalada – 2022 (direita).

1		China	106 GW	1		China	414,5 GW
(2)		European Union	38,7 GW	(2)		European Union	209,3 GW
2		USA	18,6 GW	2		USA	141,6 GW
3		India	18,1 GW	3		Japan	84,9 GW
4		Brazil	9,9 GW	4		India	79,1 GW
5		Spain	8,1 GW	5		Germany	67,2 GW
6		Germany	7,5 GW	6		Australia	30 GW
7		Japan	6,5 GW	7		Spain	26,6 GW
8		Poland	4,9 GW	8		Italy	25 GW
9		Australia	3,9 GW	9		Korea	24,8 GW
10		Netherlands	3,9 GW	10		Brazil	23,6 GW

Fonte: IEA PVPS, 2023.

Observa-se que a China lidera em ambos os *rankings* com 414,5 GW de potência FV instalada, dos quais 106 GW foram instalados em 2022. Os países pertencentes à União Europeia seguem em segundo lugar do ranking com 209,3 GW instalados, dos quais 38,7 GW foram instalados neste ano. O Brasil também está classificado em ambos os *rankings*, em décimo lugar em relação à maior potência instalada (23,6 GW) e em quarto lugar em relação à maior potência instalada em 2022 (9,9 GW).

2.3. MINI E MICRO GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

No Brasil, se define como micro e minigeração distribuída (MMGD) sistemas de geração de corrente alternada conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de UCs de até 3 MW para fontes não despacháveis e 5 MW para fontes despacháveis.

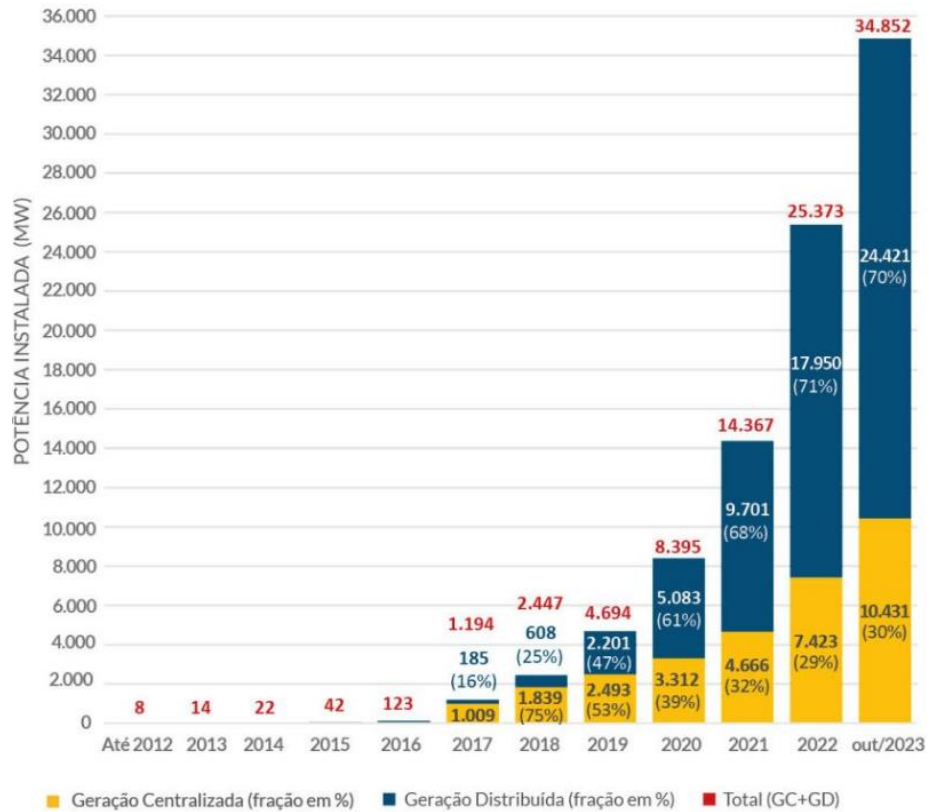
A MMGD no Brasil experimentou um crescimento exponencial devido à Resolução Homologatória N° 482/2012 (ANEEL, 2012), que introduziu o mecanismo de compensação de energia excedente produzida pela própria unidade consumidora (UC), denominado em outros países como *net metering* (SEIA, 2017).

Em 2016 entrou em vigor a Resolução Normativa N° 687/2015 que possibilitou a possibilidade de geração não conectada diretamente a UC, além de simplificar o processo para participação do sistema de compensação de energia elétrica.

Em 2022, a MMGD teve 18.423 GWh (EPE, 2023) de geração, com destaque para a energia solar fotovoltaica (17.325 MW) (Ibid., 2023). Nesse mesmo ano, foi promulgada a Lei 14.300/2022, estabelecendo o Marco Legal da MMGD.

A Figura 2 apresenta a evolução anual da inserção da geração FV no Brasil.

Figura 2 - Evolução anual da inserção da geração FV no Brasil.

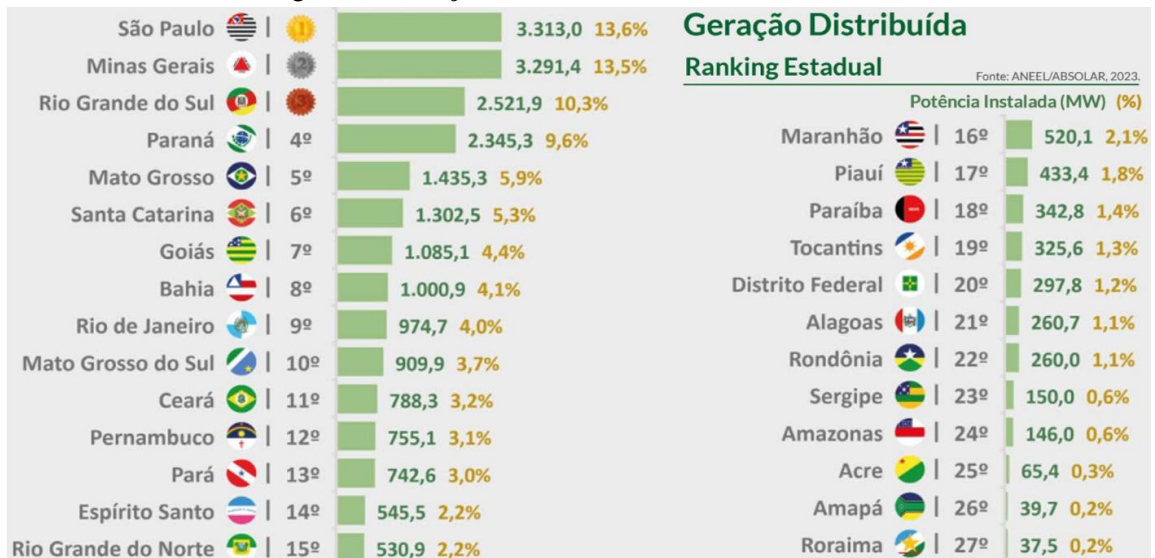


Fonte: ABSOLAR, 2023.

Observa-se que no Brasil, a geração fotovoltaica distribuída se destaca principalmente nos estados de São Paulo e de Minas Gerais, possuindo respectivamente 3,313 GW (13,6% do país) e 3,291 GW (13,5% do país) de potência FV instalada.

A Figura 3 apresenta a geração fotovoltaica distribuída no Brasil até outubro de 2023.

Figura 3 - Geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

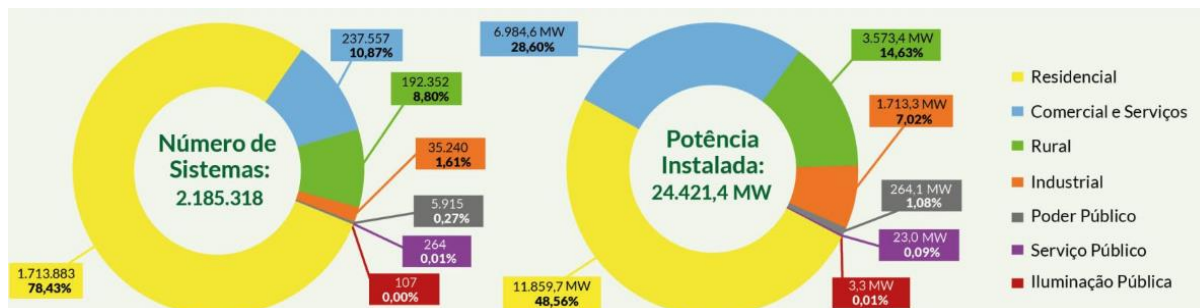


Fonte: Adaptado de ABSOLAR, 2023.

Observa-se que o estado de Santa Catarina se encontra na sexta posição deste *ranking*, com 1,3 GW (5,3% do país) de potência FV instalada. Sua capital, Florianópolis, é a capital com maior potência instalada no país, com 741,6 MW (ABSOLAR, 2023).

A Figura 4 apresenta o número de sistemas FV instalados e a potência instalada da mini e micro geração FV (MMGD FV), por classe de consumo no Brasil até outubro de 2023.

Figura 4 - Sistemas FV instalados e potência instalada de MMGD FV no Brasil, por classe de consumo.



Fonte: ABSOLAR, 2023.

Até outubro de 2023, no que diz respeito à MMGD no Brasil, a geração FV possuía um total de 2.185.318 de sistemas FV instalados, que se distribuem principalmente na área residencial (1.713.883 unidades) e na área de comércio e serviços (237.557 unidades) (ABSOLAR, 2023).

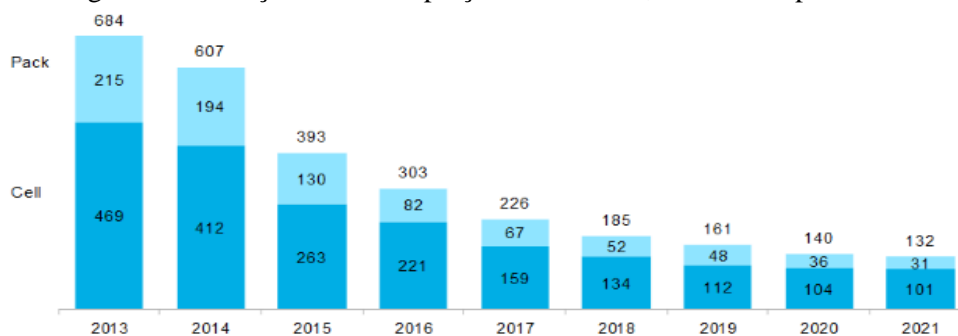
O setor residencial detém a maior fatia da potência instalada no país (aproximadamente metade do total). Em seguida, o setor de comércio e serviços ocupa a segunda posição no país, com 28,6% da potência FV instalada.

2.4. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

O sistema de armazenamento de energia em baterias (SAEB) é uma tecnologia importante na transição energética para um sistema energético sustentável (IRENA,2023b). Esses sistemas podem oferecer suporte a uma ampla gama de serviços necessários para essa transição, incluindo resposta de frequência, capacidade de reserva, capacidade de partida e outros serviços de rede, além de armazenar energia em veículos elétricos, modernizar mini redes e apoiar o "autoconsumo" de energia solar em telhados (Datta; Kalam; Shi, 2021). A longo prazo, as baterias têm o potencial de lidar com grandes quantidades de energia gerada por fontes renováveis intermitentes, armazenando o excedente de energia para uso posterior quando as condições climáticas não são favoráveis (IRENA,2023b).

A Figura 5 apresenta a evolução anual dos preços das baterias de íons de lítio no período de 2013 até 2021.

Figura 5 - Evolução anual dos preços das baterias, em dólares por kWh.



Fonte: BloombergNEF (2021).

O custo da célula de bateria correspondeu valores entre de 69% a 77% do custo total ao longo dos anos. O preço das baterias durante o período de 2013 até 2021 teve uma redução de 80,7% do seu preço inicial.

A redução do preço das baterias, ao longo da última década, ajudou na popularização de SAEB, principalmente para o atendimento da indústria de eletrônicos, veículos elétricos e de eletricidade (EPE, 2022), destacando-se a utilização das baterias de íons de lítio para esses setores (Ibid., 2022).

No Brasil, a adoção de SAEB ainda é limitada devido ao seu alto custo (EPE, 2021). No entanto, sua utilização pode ser explorada para gerenciar o consumo de consumidores conectados tanto em alta como em média tensão (EPE, 2022).

2.5.SISTEMAS HIBRIDOS (FV + SAEB)

A iminente modernização das redes elétricas e o progresso tecnológico ressaltam os sistemas de armazenamento como elementos fundamentais para conferir maior flexibilidade, confiabilidade e resiliência aos sistemas elétricos, por meio de suas diversas aplicações e benefícios (Mcmahon; Infante, 2017). Além disso, com o constante avanço das energias renováveis, observa-se uma crescente associação entre o emprego de sistemas de armazenamento e aplicações voltadas para a otimização da geração renovável (Mallapragada; Sepulveda; Jenkins, 2020).

A variabilidade associada a certas fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica, poderia ser atenuada com a implementação de armazenamento de energia na rede elétrica (Gourman *et al.*, 2020). Atualmente, observa-se interesse crescente em projetos de sistemas híbridos, nos quais a geração e o armazenamento coexistem no mesmo local, devido à possível redução de custos em relação a iniciativas separadas de geração e armazenamento, além da sinergia proporcionada por tecnologias específicas (Ibid., 2020).

De acordo com Bolinger *et al.* (2023), estima-se que, em 2022, havia 213 projetos híbridos de geração solar e armazenamento nos Estados Unidos, com um total de 4 GW de capacidade de armazenamento, 8 GW de capacidade FV instalada e 12 GWh de armazenamento de energia.

2.6. EDIFICAÇÕES UNIVERSITÁRIAS

O termo "universidade sustentável" pode ser caracterizado como uma instituição de ensino superior que procura e incentiva a redução dos impactos ambientais, econômicos e sociais associados ao aproveitamento de seus recursos (VERLAZQUEZ, 2006). O papel das universidades no desenvolvimento sustentável em âmbito regional é fundamental (SEDLACEK et al,2013).

A redução dos impactos energéticos e ambientais decorrentes das atividades de ensino e pesquisa nas universidades pode ser substancialmente alcançada por meio da adoção de medidas eficazes de gestão e organização (ALSHUWAIKHAT e ABUBAKAR, 2008).

Nos centros urbanos brasileiros, devido à grande incidência da irradiação solar no Brasil, a utilização de sistemas FV em edificações é uma ótima opção para a redução do consumo da unidade consumidora (UC) (Rüther e Zilles, 2011). Nesse contexto, a integração FV nos *campi* universitários se mostra como uma solução ideal para a redução do seu consumo da rede da distribuidora (Yarbrough et al., 2015; Kalkan et al., 2011; Pinto, 2018), uma vez que *campi* universitários possuem arquitetura predominantemente voltada às edificações horizontais, além terem alto consumo durante o período diurno, proveniente principalmente da utilização de computadores, iluminação e aparelhos de ar-condicionado (Park e Kwon, 2016).

2.7.COMONENTES TARIFÁRIOS

Os componentes tarifários da fatura de energia elétrica são:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):
 - Custo referente a utilização do sistema de distribuição de energia elétrica, expresso em R\$/MW ou em R\$/kW.
- Tarifa de Energia (TE):
 - Custo referente ao consumo de energia elétrica, expresso em R\$/MWh.

Esses componentes tarifários são divididos em classes, conforme o anexo LI (ANEEL,2023b):

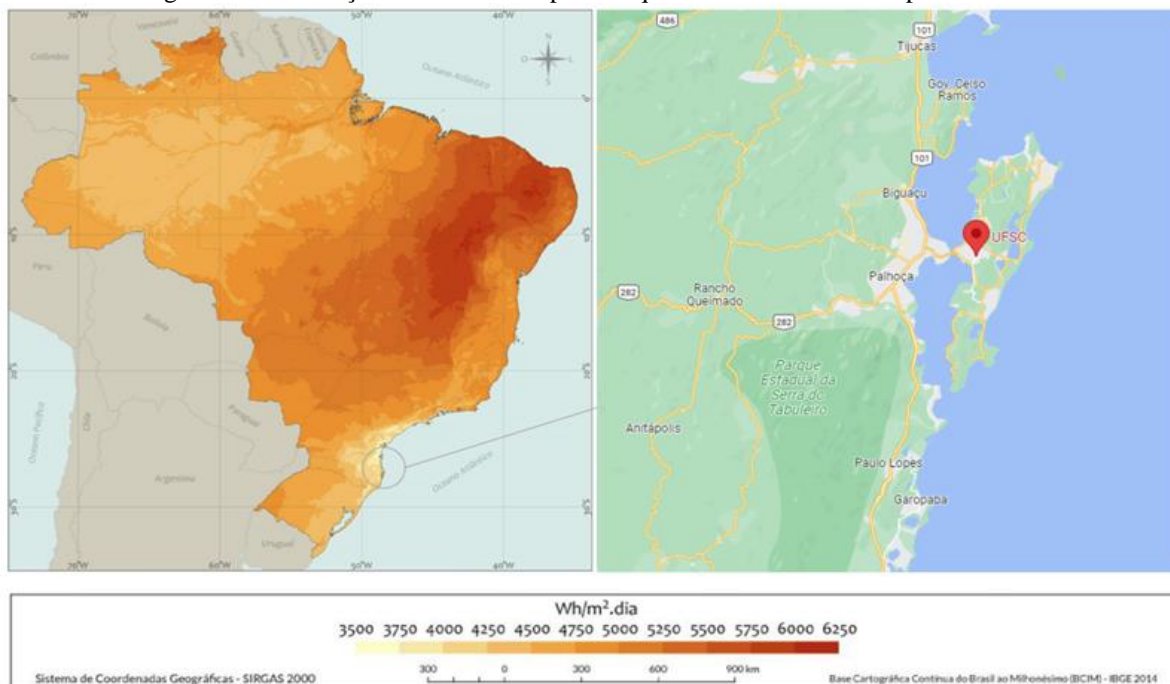
- TE
 - Encargos:
 - Componentes presentes para cobrir custos específicos no setor elétrico, como: contribuição sobre uso de recursos hídricos, custos para programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética.
 - Energia:
 - Componente referente aos custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor pela distribuidora.
 - Transporte:
 - Custos formados pelo uso da rede de transmissão para o transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

- Perdas:
 - Custos pelas perdas presentes na rede básica.
- TUSD
 - Encargos:
 - Componentes presentes para cobrir custos específicos do setor elétrico, como: Fiscalização, contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico e projetos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética
 - Fio A:
 - Custo pela utilização de ativos em alta tensão, como: Uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, contratos de conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
 - Fio B:
 - Custo pela utilização de ativos em baixa tensão, como: Custo de ativos e custo de administração, operação e manutenção
 - Perdas:
 - Custos referentes a perdas técnicas no sistema de distribuição, perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis.

3.METODOLOGIA

O presente trabalho visa analisar a viabilidade técnica e financeira da inserção de um sistema híbrido (geração FV + SAEB) na UC do Complexo Aquático do Centro de Desportos, de propriedade da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), localizada em Florianópolis (*campus Trindade* da UFSC), uma das regiões com menor incidência solar do País (Pereira *et al*, 2017), conforme apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Localização da UC do Complexo Aquático do Centro de Desportos da UFSC.



Fonte: Adaptado de PEREIRA *et al*, 2017.

No decorrer deste trabalho, inicialmente, serão abordados as características e o estudo da UC para o dimensionamento dos sistemas de geração FV e do SAEB.

O próximo passo consistirá na explicação das características técnicas dos módulos e inversores selecionados para a integração do sistema FV na edificação, além dos cálculos utilizados na análise desse sistema.

O terceiro tópico abordará o software empregado para a determinação da geração FV na UC, além de abordar os dados meteorológicos e as perdas consideradas na simulação do sistema FV.

Na sequência, serão explicadas as tecnologias adotadas para a integração do SAEB, juntamente com os cálculos utilizados para o dimensionamento de sua capacidade e potência.

O quarto passo será dedicado à explicação da política de uso do SAEB, visando otimizar o seu aproveitamento.

No próximo tópico, serão abordados os valores presentes na tarifa de energia e no SCEE na modalidade GD II, conforme a legislação vigente (Lei 14.300/2022), além de apresentar o cálculo da aplicação do imposto e do SCEE.

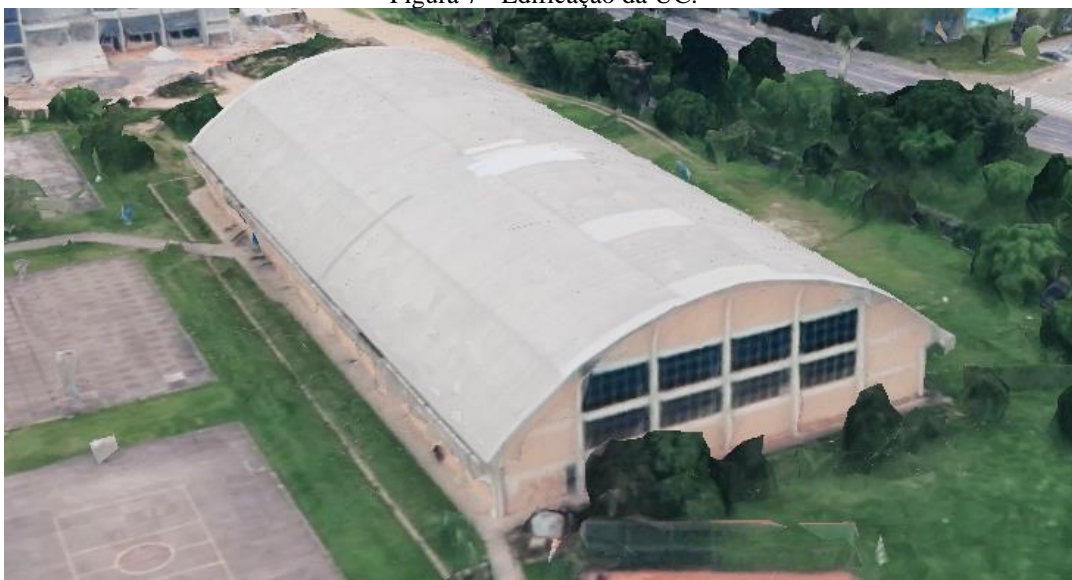
No último passo, serão abordados os indicadores econômicos para a análise do retorno financeiro do projeto, as premissas adotadas para o estudo financeiro e os diferentes cenários nos quais a UC será simulada.

3.1. DESCRIÇÃO DA UC

A UC do Complexo Aquático do Centro de Desportos (CDS) da UFSC ($-48,52^\circ$ e $-27,60^\circ$), possui teto de cobertura metálica, em forma de arco, com área de aproximadamente 3.400 m^2 . O consumo energético da edificação consiste majoritariamente por aquecimento das piscinas nos períodos mais frios do ano e iluminação.

A Figura 7 apresenta a envoltória da edificação integrante da UC, escolhida para a instalação dos sistemas FV.

Figura 7 - Edificação da UC.



Fonte: Google Earth.

A UC, conectada à tensão de $13,8 \text{ kV}$ (Subgrupo A4), contrata sua energia junto à concessionária local (Celesc) na modalidade de contratação de tarifa horária verde. A Celesc é uma das concessionárias com menores tarifas de energia elétrica do país (ANEEL, 2023c).

3.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para o dimensionamento do sistema FV a ser inserido na UC, foram especificados módulos FV modelo GCL-M3/78H-445 e inversores modelos SUN2000-50KTL-M3-480V e SUN2000-100KTL-INM0-480Vac. As características construtivas dos módulos FV são mostradas na Tabela 3 e as dos inversores são mostradas na Tabela 4 e na Tabela 5.

Tabela 3 - Características técnicas do módulo FV GCL-M3/78H-445.

Tecnologia	Potência Máxima	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)
Si-mono	445 Wp	49,55	11,31	41,75	10,66

Fonte: PVsyst.

Tabela 4- Características técnicas do inversor SUN2000-50KTL-M3-480V.

Potência	Frequência de Operação	Temperatura de operação	Topologia
50 kWac	50 / 60 Hz	-25°C ↔ +60°C	Transformerless

Fonte: PVsyst.

Tabela 5- Características técnicas do inversor SUN2000-100KTL-INM0-480Vac.

Potência	Frequência de Operação	Temperatura de operação	Topologia
100 kWac	50 / 60 Hz	-25°C ↔ +60°C	Transformerless

Fonte: PVsyst.

O fator de dimensionamento dos inversores (FDI) é definido como a razão entre a potência do inversor e a potência de pico do arranjo FV instalado. O dimensionamento de sistemas FV com FDI menor que 100% é comum, visto que esta prática é capaz de reduzir custos sem prejudicar significativamente o desempenho do sistema (Deschamps, E. M; Rütther, R., 2019). Neste trabalho, buscou-se dimensionar o sistema FV de forma que o FDI se situasse entre 80% e 95%.

O fator de capacidade (FC) do sistema FV pode ser calculado conforme a Equação (1)

$$FC = \frac{E_t}{P \cdot T} \quad (1)$$

Onde:

FC: Fator de Capacidade anual;

P: Potência de pico do sistema FV, expressa em kW;

Et: Energia total anual gerada pelo sistema FV no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh;

T: Período de tempo especificado, expresso em horas.

O sistema FV foi dimensionado com o intuito de suprir o consumo da UC no período de FP, através da Equação (2)

$$P_{FV} = \frac{E * G_{sol}}{GTI * PR} \quad (2)$$

Onde:

P_{FV}: Potência FV a ser instalada, expressa em kWp;

E: Média mensal de energia consumida pela UC;

Gsol: Irradiância de referência (1 kW/m²);

GTI: Irradiação global no plano inclinado, expressa em kWh/m². mês;

PR: Taxa de desempenho do sistema (adimensional, adotado valor de 0,75).

3.3. SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS PARA AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO FV

As simulações da evolução da energia gerada pelos sistemas FV foi realizada via *software PVsyst*, versão 7.4.2. O *PVsyst* é um *software* projetado para simulação da operação de sistemas fotovoltaicos usando como base dados de localização, dados meteorológicos e características dos módulos FV e dos inversores. Ele possui um banco de dados integrado para informações adicionais e gera relatórios que incluem séries mensais e anuais de geração FV e de *performace ratio* (PR) de projetos fotovoltaicos.

Foram usados os dados temperatura do ar (Temp. Ar), velocidade do vento (V_{vento}) e umidade relativa do ar (UR) presentes no banco de dados *Meteonorm* 8.1. Este banco de dados fornece dados meteorológicos globais, obtidos por simulações via satélite, de 2006 até 2015 (*Meteonorm*, 2023).

A Tabela 6 apresenta, para cada mês do ano, dados meteorológicos de Florianópolis (-48,52° e -27,60°).

Tabela 6 - Dados meteorológicos de Florianópolis.

UC (-48,52° e -27,60°)						
Mês	GHI (kWh/m ²)	GHD (kWh/m ²)	Temp. Ar (°C)	Turbidez de Linke	V vento (m/s)	UR (%)
Janeiro	182.0	82.44	25.7	3.732	2.29	78.2
Fevereiro	152.6	85.83	25.4	3.683	2.10	79.4
Março	146.0	70.70	124.1	3.568	1.99	82.3
Abril	113.1	54.38	21.5	13.468	1.90	85.6
Mai	94.6	44.28	18.7	3.260	1.81	84.7
Junho	77.1	44.23	16.4	13.422	2.00	89.1
Julho	83.7	45.09	15.4	13.490	2.10	187.8
Agosto	105.7	56.64	16.7	14.228	2.70	84.0
Setembro	106.8	64.73	18.4	4.963	2.80	81.6
Outubro	135.2	80.68	21.2	4.256	2.70	77.8
Novembro	166.5	86.41	22.5	3.794	2.80	77.3
Dezembro	186.3	93.32	24.7	3.785	2.60	75.8

Fonte: Adaptado de PEREIRA et al., 2017 e *Meteonorm*, 2023.

Os valores de irradiação global horizontal inclinada (GHI), irradiação global difusa (GHD) foram obtidos do banco de dados da 2ª edição do ATLAS Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017).

Foram considerados ainda, fator de perda térmica do sistema FV de 29,0 W/m²K e o comprimento do cabeamento do inversor até a rede de 8,7 metros. Com relação aos módulos FV, foram consideradas fração de perda nas condições padrão (STC) de 0,5%, perda de eficiência do módulo de -0,3%, perda de potência no ponto de máximo de potência (MPP) de 2%, fator de perda por degradação induzida pela luz (*Light Induced Degradation* - LID) de 3% e fator de perda anual por sujeira de 3%.

3.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO SAEB

Devido ao fato de que o SAEB representa o maior investimento inicial (*capital expenditure* - CAPEX) do trabalho, o mesmo foi dimensionado para suprir o consumo da UC referente ao mês de seu menor consumo energético no horário P, no período analisado (2022). A potência do SAEB foi dimensionada para atender à maior demanda da UC, ocorrida no horário P, no período analisado.

O SAEB especificado neste trabalho é composto por baterias cujos parâmetros técnicos estão mostrados na Tabela 7, em que DoD (*Depth of Discharge* - Profundidade de Descarga) é o percentual da capacidade do SAEB que pode ser usado sem danificar o equipamento e *Roundtrip* é a taxa de eficiência de carga/descarga do SAEB.

Tabela 7 – Parâmetros técnicos do SAEB.

Tecnologia	DoD	Roundtrip	Degradação ao ano
Íon Lítio	90,00%	89,00%	3,00%

Fonte: EPE, 2022a.

A capacidade do SAEB pode ser obtida através da Eq. (3).

$$Q = \frac{Con(P)}{N^{\circ}DU * DoD} \quad (3)$$

Onde:

Q: Capacidade do SAEB, expresso em kWh;

Con(P): Consumo mínimo no período de P, expresso em kWh;

N^oDU: Número de dias úteis médio por mês (21 dias);

DoD: Profundidade de Descarga.

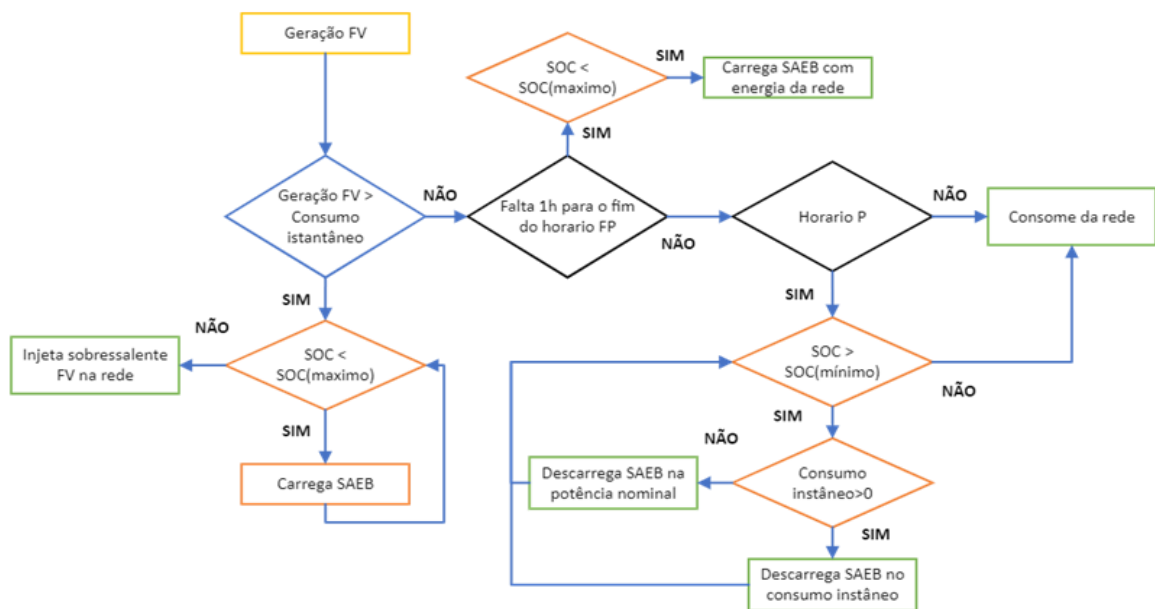
3.5.POLÍTICA DE CARGA/DESCARGA DO SAEB

A política de carga/descarga do SAEB, adotada neste trabalho, visou maximizar o aproveitamento da geração FV, ou seja, a energia gerada pelo sistema FV atende ao consumo da UC e, se houver energia excedente, ela será utilizada para carregar o SAEB. Caso ainda haja energia FV excedente, ela é injetada na rede de distribuição.

Se o SAEB não for carregado totalmente pela energia FV excedente, a energia necessária para completar o carregamento será suprida pela rede elétrica ao final do período FP. A energia armazenada é utilizada para suprir o consumo no período P.

A Figura 8 resume, em forma de fluxograma, a política de despacho adotada neste trabalho.

Figura 8 - Fluxograma do processo de carga/descarga do SAEB a ser inserido na UC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.6. DESPESAS DA UC COM ENERGIA ELÉTRICA

A Tabela 8 apresenta, para a CELESC sob a REH N° 3.244/23 (ANEEL,2023a), valores das tarifas de demanda e de energia elétrica (sem impostos) para a modalidade de contratação na tarifa horária verde.

Tabela 8 - Valores dos componentes tarifários no período compreendido entre setembro de 2023 e agosto de 2024.

Grupo A4 - Verde	Componentes Tarifários		
	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)
Ponta	R\$ 0,80	R\$ 0,44	R\$ 18,56
Fora Ponta	R\$ 0,10	R\$ 0,28	R\$ 18,56

Fonte: ANEEL, 2023a.

O valor da tarifa de energia é o montante monetário que a UC paga pela eletricidade que consome. Esse valor é determinado com base em diversos fatores e custos associados à produção, transmissão, distribuição e manutenção do sistema elétrico.

Sobre as tarifas, são aplicados impostos federais, tais como, Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Estes impostos são usados para financiar a seguridade social e outros programas governamentais em nível federal.

A Tabela 9 mostra, para o estado de Santa Catarina, os valores de PIS e COFINS no período compreendido entre setembro de 2022 e agosto de 2023.

Tabela 9 - Valores de PIS e COFINS (Celesc) - de setembro de 2022 a agosto de 2023.

Imposto	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	Média
PIS	2,50%	1,39%	2,31%	2,87%	3,97%	3,90%	3,63%	2,84%	2,36%	2,08%	3,34%	3,79%	2,92%
COFINS	0,54%	0,30%	0,50%	0,62%	0,86%	0,85%	0,79%	0,61%	0,51%	0,45%	0,72%	0,82%	0,63%

Fonte: Celesc, 2023.

Na fatura de energia elétrica, também é aplicado o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS). Tal imposto gera receita para os estados, sendo cobrado nas etapas de produção, distribuição e consumo de bens e serviços. No estado de SC, o valor do ICMS é de 17,0% (Brasil, 2022b).

A equação (4) mostra o valor final da tarifa com impostos.

$$T_f = \frac{T_h}{(1 - ICMS) \cdot (1 - (PIS + COFINS))} \quad (4)$$

Em que:

T_f : Valor final da tarifa, incluindo os impostos, expressa em R\$;

T_h : Valor da tarifa antes da inclusão dos impostos, expressa em R\$;

ICMS: Imposto estadual sobre a circulação de bens e serviços;

PIS: Contribuição destinada ao Programa de Integração Social;

COFINS: Contribuição para o financiamento da Seguridade Social.

A equação (5) apresenta o valor faturado de energia elétrica em tarifa horária verde (REN N°1000/2021).

$$VF(v) = [(CE(FP) \cdot (TE(FP) + TUSD(FP))) + (CE(P) \cdot (TE(P) + TUSD(P))) + (DF \cdot TD)] \quad (5)$$

Em que:

$CE(P)$: Consumo de energia em horário de ponta, medido em kWh;

$TE(P)$: Tarifa de consumo de energia elétrica em horário de ponta, expressa em R\$/kWh;

$TUSD(P)$: Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário de ponta, expressa em R\$/kWh;

$CE(FP)$: Consumo de energia no horário fora da ponta, medido em kWh;

$TE(FP)$: Tarifa de consumo de energia elétrica no horário fora da ponta, expressa em R\$/kWh;

$TUSD(FP)$: Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário fora da ponta, expressa em R\$/kWh;

DF : Demanda faturada, medida em kW;

TD : Tarifa de demanda, expressa em R\$/kW;

$VF(v)$: Valor faturado de energia elétrica em tarifa horária verde, expresso em R\$.

Com a promulgação da Lei 14.300/2022 (Brasil,2022a), o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) passou por alterações significativas, implementando diferentes formas de compensação, ou seja, compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária nas modalidades GD I, GD II e GD III.

A modalidade GD I abarca todas as unidades com geração cujos projetos FV foram protocolados até o dia 07/01/2023. Para essas unidades, as regras estabelecidas pela REN° 482/2012 (ANEEL, 2012) antes de 07/01/2023 permanecem em vigor. A modalidade GD III compreende unidades com geração remota ou compartilhada, em que um dos titulares possui participação maior que 25% do sistema FV. A modalidade GD II compreende todos os projetos de geração distribuída que não se enquadram com GD I e nem GD III. A UC em estudo se enquadraria na modalidade GD II, uma vez que a integração FV seria conectada junto à carga após o ano de 2023.

As Equações (6) e (7) apresentam respectivamente, a quantidade de créditos de energia no período FP e P no fim do ciclo de faturamento na modalidade GD II, conforme a Lei 14.300/2022 (Brasil,2022a).

$$E_{Cred,FP} = E_{Cred i,FP} + E_{i,FP} - G_{FP} \quad (6)$$

Em que:

$E_{Cred,FP}$: Quantidade de créditos de energia no período de FP no fim do ciclo de faturamento, expresso em kWh;

$E_{Cred i,FP}$: Quantidade de créditos de energia no período de FP no início do ciclo de faturamento, expresso em kWh;

$E_{i,FP}$: Quantidade de energia injetada no período de FP no ciclo de faturamento, expresso em

kWh;

G_{FP} : Valor gasto de créditos para a compensação da tarifa de energia no período de FP, expresso em kWh.

$$E_{Cred,P} = E_{Cred i,P} + E_{i,P} - G_P \quad (7)$$

Em que:

$E_{Cred,P}$: Quantidade de créditos de energia no período de P no fim do ciclo de faturamento, expresso em kWh;

$E_{Cred i,P}$: Quantidade de créditos de energia no período de P no início do ciclo de faturamento, expresso em kWh;

$E_{i,P}$: Quantidade de energia injetada no período de P no ciclo de faturamento, expresso em kWh;

G_P : Valor gasto de créditos para a compensação da tarifa de energia no período de P, expresso em kWh.

Para a modalidade GD II, os créditos de energia conseguem compensar a TE e a TUSD, exceto um percentual do Fio B. Também são compensados os valores cobrados pelo PIS e o COFINS, conforme a Lei 13.169/2015 (Brasil,2015), porém não é compensado o ICMS.

As Equações (8) e (9) mostram respectivamente, os montantes compensados da tarifa de energia no período FP e P.

$$V_{cred,FP} = G_{FP} \cdot \frac{TUSD_{FP} + TE_{FP} - a_i \cdot Fio_{B,FP}}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS - COFINS)} - G_{FP} \cdot \frac{(TUSD_{FP} + TE_{FP} - a_i \cdot Fio_{B,FP}) \cdot ICMS}{(1 - ICMS)} \quad (8)$$

Em que:

$V_{cred,FP}$: Montante compensado da tarifa de energia no período de FP, expresso em R\$.

$TUSD_{FP}$: Tarifa do uso da rede de distribuição no período de FP, expressa em R\$/kWh;

TE_{FP} : Tarifa de energia no período de FP, expressa em R\$/kWh;

$Fio_{B,FP}$: Valor da componente do Fio B no período de FP, expresso em R\$/kWh;

G_{FP} : Montante utilizado em créditos para compensar a tarifa de energia no período de FP, expresso em kWh;

a_i : Percentual de cobrança do Fio B no ano i;

ICMS: Imposto estadual sobre a circulação de bens e serviços;

PIS: Contribuição destinada ao Programa de Integração Social;

COFINS: Contribuição para o financiamento da Seguridade Social.

$$V_{cred,P} = G_P \cdot \frac{TUSD_P + TE_P - a_i \cdot Fio_{B,P}}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS - COFINS)} - G_P \cdot \frac{(TUSD_P + TE_P - a_i \cdot Fio_{B,P}) \cdot ICMS}{(1 - ICMS)} \quad (9)$$

Em que:

$V_{cred,P}$: Montante compensado da tarifa de energia no período de P, expresso em R\$.

$TUSD_P$: Tarifa do uso da rede de distribuição no período de P, expressa em R\$/kWh;
 TE_P : Tarifa de energia no período de P, expressa em R\$/kWh;
 $Fio_{B,P}$: Valor da componente do Fio B no período de P, expresso em R\$/kWh;
 G_P : Montante utilizado em créditos para compensar a tarifa de energia no período de P, expresso em kWh;
 a_i : Percentual de cobrança do Fio B no ano i;
 ICMS: Imposto estadual sobre a circulação de bens e serviços;
 PIS: Contribuição destinada ao Programa de Integração Social;
 COFINS: Contribuição para o financiamento da Seguridade Social.

De acordo com a Lei 14.300/2022, para a modalidade GD II, o percentual de cobrança do Fio B varia conforme mostra a Tabela 10. O valor do Fio B para o período de FP é nulo, enquanto que, no período P é R\$ 0,60/kWh

Tabela 10 – Evolução anual do percentual de cobrança do Fio B.

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Percentual cobrado do Fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%

Fonte: BRASIL, 2022.

3.7. INDICADORES DE ATRATIVIDADE FINANCEIRA

Para o estudo de viabilidade financeira, foram usados os indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Atratividade (TIR) e Custo Nivelado de Energia (LCOE), calculados conforme as Equações (10) a (13). Também foi calculado o *payback* descontado - período em que o somatório dos custos se iguala à receita gerada pelo empreendimento, considerando a desvalorização monetária com o tempo. Para este trabalho, foi considerada uma variação de taxa mínima de atratividade (TMA) de 0 a 15%.

$$VP(i) = -I + \sum_{i=0}^{n=n} \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TMA)^i} \quad (10)$$

Em que:

$VP(i)$: Valor Presente em reais (R\$);
 R_i : Receita proveniente do ano i, expresso em reais (R\$);
 C_i : Custos provenientes do ano i, expresso em reais (R\$);
 I : Investimento inicial do projeto, expresso em reais (R\$);
 n : Período de tempo considerado como a vida útil do sistema, expresso em anos;
 TMA : Taxa mínima de atratividade.

$$VPL = VP(n) \quad (11)$$

Em que:

VPL: Valor presente líquido, expresso em R\$;

$VP(n)$: Valor presente no ano n, expresso em R\$;

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} \quad (12)$$

Em que:

FC_i : Fluxo de caixa no período i, expresso em (R\$);

TIR: Taxa interna de retorno;

n: Período de tempo considerado como a vida útil do sistema, expresso em anos.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i + O\&M_i}{(1 + TMA)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1 + TMA)^i}} \quad (13)$$

Em que:

LCOE: Representa o custo de produção de energia, expresso em R\$/kWh;

I_i : Valor investido no ano i, expresso em reais (R\$);

O&M_i: Montante das despesas relacionadas à operação e manutenção no ano i, expresso em reais (R\$);

E_i : Quantidade de energia elétrica gerada no ano i, expressa em kWh;

TMA: Taxa mínima de atratividade;

n: Período de tempo considerado como a vida útil do sistema, expresso em anos.

Este trabalho analisa a atratividade financeira do retorno do investimento em uma projeção de 25 anos de projeto considerando valores nulos de inflação e de reajuste tarifário.

As regras do SCEE da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022a) para a modalidade GD II serão válidas até 2028. Neste trabalho, será considerado que a partir de 2029 o percentual cobrado para o Fio B será mantido em 90%.

O investimento inicial dos sistemas FV seria de 2,92 R\$/kWp (Greener, 2023), a depreciação de 0,5% ao ano e os custos de operação e de manutenção de (O&M) de 0,5% do investimento inicial. Para a troca do inversor foi estipulado o custo de 15% do investimento inicial do sistema FV, no décimo ano de vida útil dos módulos FV, conforme EPE (2022b).

Partindo das premissas adotadas pela EPE (2022a), se estabeleceu para o SAEB, depreciação anual de 3,0%, O&M de 0,5% e troca do equipamento no décimo ano após sua instalação. Para a implementação do SAEB no ano de 2024, foi considerado o investimento

inicial de 3350 R\$/kWh e o custo de 1400 R\$/kWh para a troca do SAEB. Para a implementação do projeto no ano de 2026 foi considerado o investimento inicial de 2800 R\$/kWh e o custo de 1200 R\$/kWh para a troca do SAEB (Ibid,2022a).

Os valores adotados para os impostos anuais são os valores médios dos impostos cobrados nas faturas de energia elétrica no período compreendido entre setembro de 2022 e agosto de 2023, ou seja, 2,92% para PIS e 0,63% para COFINS.

Este trabalho analisa a atratividade financeira do retorno do investimento em cinco cenários diferentes, sendo três somente com integração FV à UC para diferentes níveis de simultaneidade e dois com a integração FV e de SAEB (FV+SAEB), conforme listado:

- i) Cenário da UC com integração FV com simultaneidade total;
- ii) Cenário da UC com integração FV com simultaneidade 50%;
- iii) Cenário da UC com integração FV com simultaneidade nula;
- iv) Cenário da UC com integração FV + SAEB (considerando CAPEX previsto para o ano de 2024) com simultaneidade total do sistema FV;
- v) Cenário da UC com integração FV + SAEB (considerando CAPEX previsto para o ano de 2026), com simultaneidade total do sistema FV.

A simultaneidade é definida como o percentual de energia gerada pelo sistema FV utilizada para suprir o consumo instantâneo da UC na óptica do consumidor.

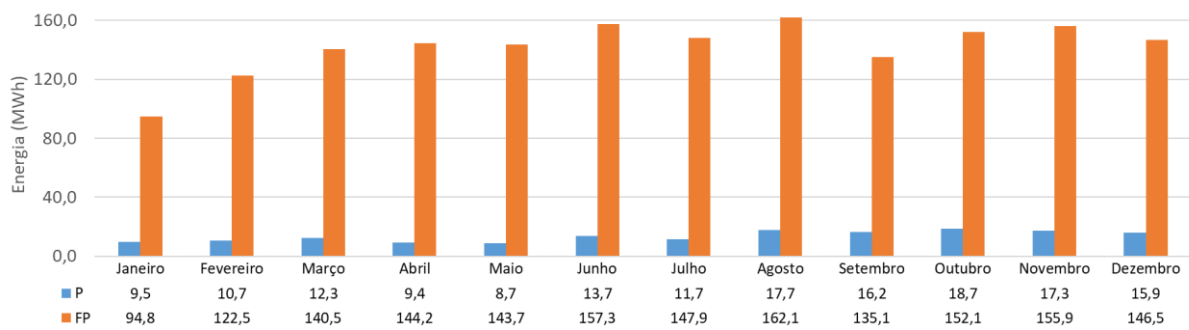
Tendo em vista o decréscimo significativo de preço do SAEB previsto para os próximos anos, foi analisada a inserção do SAEB na UC no ano de 2026.

4.RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1.DEMANDA E CONSUMO DA UC

A Figura 9 mostra a evolução mensal do consumo da UC, nos horários P e FP, durante o ano de 2022

Figura 9 - Evolução mensal do consumo da UC – 2022.



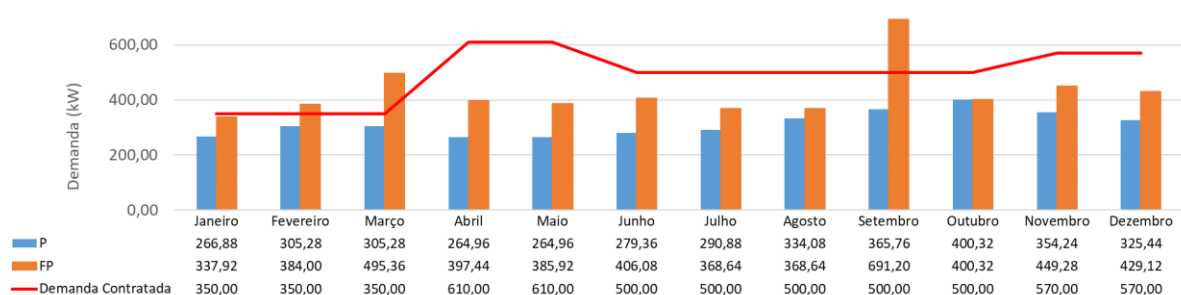
Fonte: Elaborado pelo autor.

O consumo total da UC foi menor nos meses de janeiro (104,34 MWh) e de fevereiro (133,19 MWh), e maior em junho (147,87 MWh), agosto (179,73 MWh) e novembro (173,19 MWh). Seu consumo médio mensal total foi de 155,36 MWh.

O consumo de energia elétrica da UC, no período de FP, foi em média 11 vezes maior que o seu consumo no período de P. O consumo total foi de 161,60 MWh (P), sendo registrados os menores valores nos meses de janeiro (9,5 MWh) e abril (9,41 MWh), e o maior em agosto (17,26 MWh). O consumo total (FP) foi de 1,7 GWh, sendo registrado o menor consumo em janeiro (94,84 MWh) e o maior em agosto (162,1 MWh).

A Figura 10 mostra para o ano de 2022, a evolução mensal da demanda medida da UC para os períodos P e FP.

Figura 10 – Evolução mensal da demanda medida e da demanda medida da UC para os períodos P e FP – 2022



Fonte: Elaborado pelo autor

A demanda medida da UC foi menor em janeiro, com medições de 266,88 kW e 337,92 kW para os períodos de P e FP. Para o período de P, o mês de outubro apresentou a maior demanda medida (400,32 kW), enquanto para o período de FP, a maior demanda medida

ocorreu no mês de setembro (691,20 kW). A média mensal das demandas medidas foi 313,2 kW (P) e de 426,16 kW (FP).

A demanda contratada foi menor no primeiro trimestre de 2022 (350 kW) e foi maior em maio e em abril (610 kW). A demanda medida ultrapassou a demanda contratada no período de FP nos meses de fevereiro, março e setembro; a ultrapassagem de demanda foi de 34 kW, 145 kW e 191 kW, respectivamente.

4.2. SISTEMA FV

O sistema FV que seria inserido na UC é constituído por 1600 módulos e 8 inversores. Os módulos foram distribuídos em quatro inclinações diferentes com azimute de 118°. A Tabela 11 mostra as características construtivas do sistema FV e os respectivos FDI e a Figura 11 apresenta o diagrama unifilar do sistema FV.

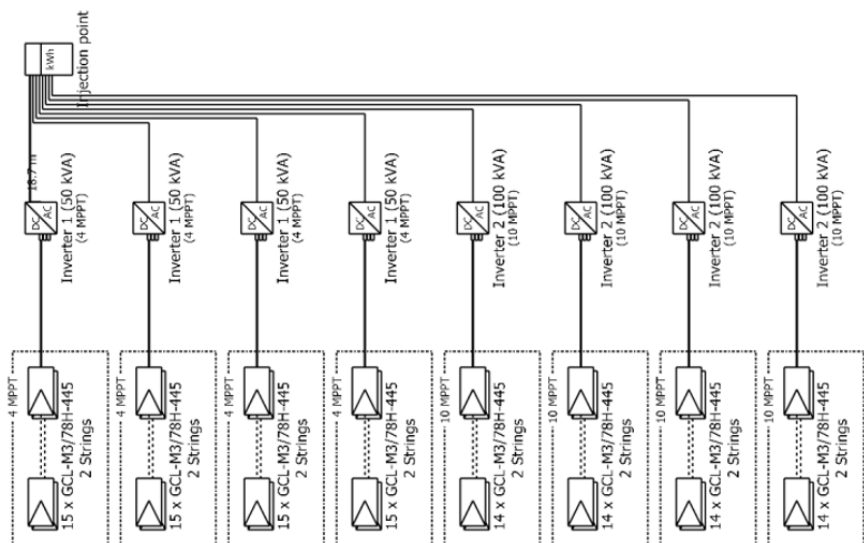
Tabela 11 - Características construtivas do sistema FV.

Nº	P nom CC (MWp)	P nom CA (kWac)	Inclinação (°)	Nº de módulos	FDI
1	53,4	50	19	120	93,6%
2	53,4	50	19	120	93,6%
3	53,4	50	13	120	93,6%
4	53,4	50	13	120	93,6%
5	125	100	8	280	80,0%
6	125	100	8	280	80,0%
7	125	100	24	280	80,0%
8	125	100	24	280	80,0%

Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 11 - Diagrama unifilar do sistema FV

PV module GCL-M378H-445
 Inverter 1 SUN2000-50KTL-M3-480V
 Inverter 2 SUN2000-100KTL-M3-480Vac
 String 1 15 x GCL-M3/78H-445
 String 2 14 x GCL-M3/78H-445

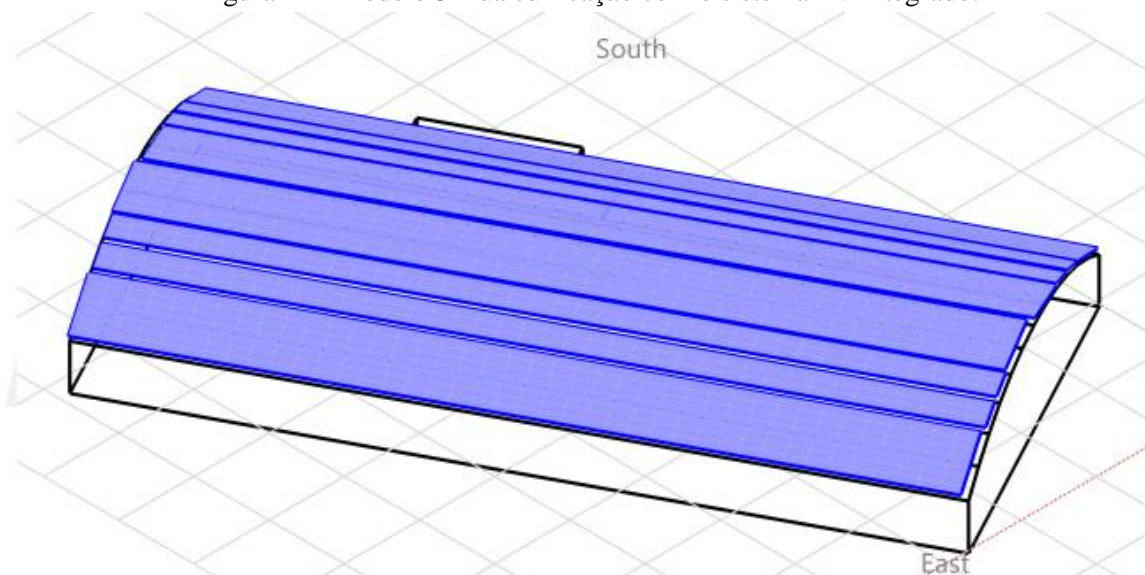


Fonte: Elaborada pelo autor

O sistema FV possui potência total FV de 713,6 kWp e inversores de 600 kW, com FDI de 84%. O sistema tem investimento inicial de R\$ 2.079.040,00 e custo da troca de inversor de R\$ 311.856,00.

A Figura 12 mostra o modelo 3D da edificação com o sistema FV integrado. Para atender o consumo FP conforme a equação (2) seria necessário um sistema FV com 1,4 MW (GTI 134,58 kWh/m². mês (Pereira *et. al*, 2017)).

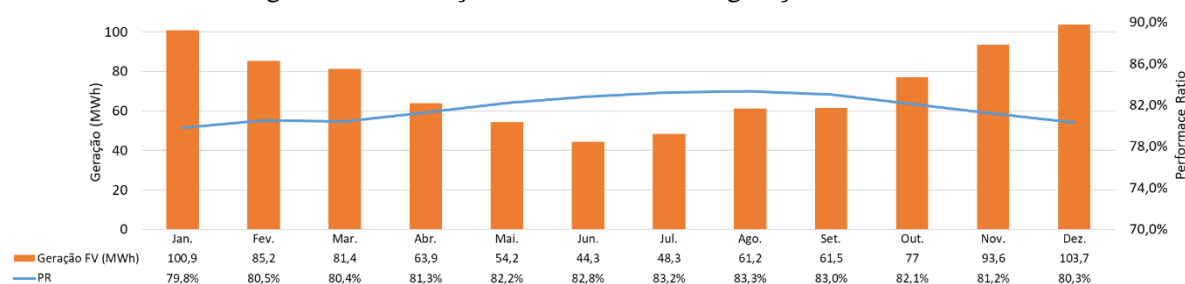
Figura 12 - Modelo 3D da edificação com o sistema FV integrado.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 13 mostra a evolução mensal da PR e da energia gerada pelo sistema FV modelado ao longo do primeiro ano.

Figura 13 – Evolução mensal da PR e da geração FV da UC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados mostram que nos meses mais quentes do ano (janeiro e dezembro) o sistema FV apresentou menores valores de PR (79,8% e 80,3%) apesar de também serem os períodos com maior geração FV (100,9 MWh e 103,7 MWh). Os meses mais frios, por sua vez, apresentaram menor geração FV (44,3 MWh – jun.) e valores de PR maiores (83,3% - ago) do que nos meses de verão. No primeiro ano, o sistema FV apresentou geração anual de 875,3 MWh, PR médio anual de 81,7%, produtividade de 1,23 MWh/kWp/ano e FC de 14,0%. O

resultado encontrado para o FC é bem próximo ao valor considerado na Nota Técnica nº 67/2022-SRM/ANEEL (ANEEL, 2022) para o estado de Santa Catarina (14,1%),

4.3. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (SAEB)

O SAEB apresenta capacidade de 502,8 kWh (atendendo o mês com menor consumo no horário de P), ou seja, 9,5 MWh (janeiro) e potência de 400 KW, atendendo a maior demanda medida, ou seja, 400,52 kW (outubro).

A Tabela 12 mostra, para cada ano da vida útil do projeto, a quantidade de energia utilizada para carregar o SAEB e a quantidade de energia efetivamente armazenada no sistema.

Tabela 12 – Evolução anual da energia utilizada para carregar o SAEB e da energia fornecida pelo SAEB (P) à UC.

Ano	Energia (MWh)		Ano	Energia (MWh)	
	Para carregar o SAEB (FP)	Fornecida pelo SAEB (P)		Para carregar o SAEB (FP)	Armazenada no SAEB(P)
1	128,13	114,04	14	116,94	104,08
2	124,29	110,61	15	113,43	100,96
3	120,56	107,30	16	110,03	97,93
4	116,94	104,08	17	106,73	94,99
5	113,43	100,96	18	103,53	92,14
6	110,03	97,93	19	100,42	89,37
7	106,73	94,99	20	97,41	86,69
8	103,53	92,14	21	94,49	84,09
9	100,42	89,37	22	91,65	81,57
10	97,41	86,69	23	88,90	79,12
11	128,13	114,04	24	86,24	76,75
12	124,29	110,61	25	83,65	74,45
13	120,56	107,30	-	-	-

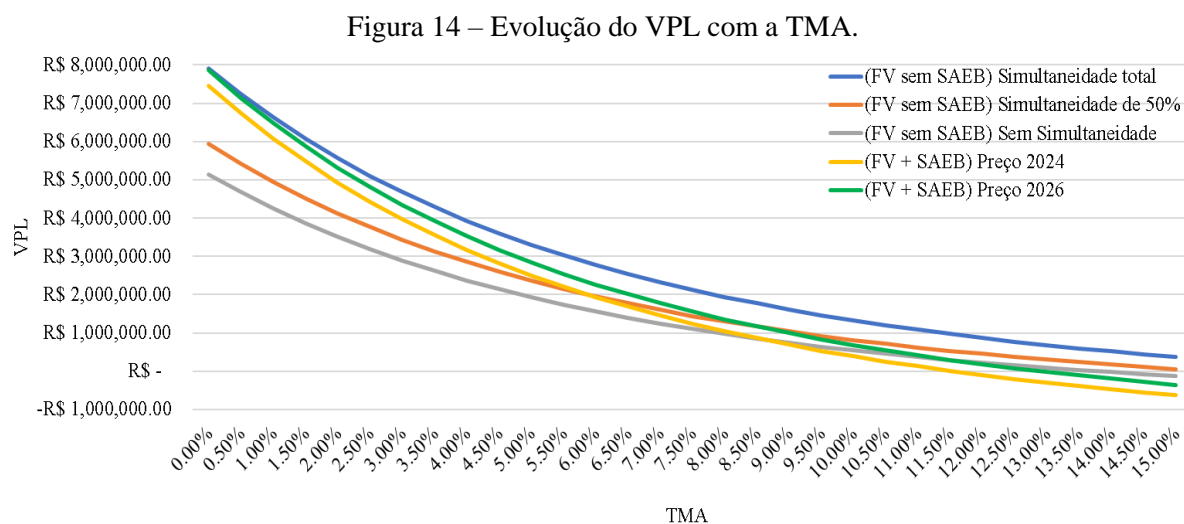
Fonte: Elaborada pelo autor.

A energia anual necessária para carregar o SAEB é 12,5% maior que a energia fornecida pelo mesmo à UC no horário P. A capacidade de carregamento do SAEB decai com o tempo até o décimo ano, quando o mesmo é trocado.

No ano de 2024, o investimento inicial do SAEB seria de R\$1.684.393,58 e a troca do mesmo custaria R\$703.925,67. Com a projeção de preço para 2026, o investimento inicial do SAEB seria de R\$1.407.851,35 e a troca do sistema custaria R\$603.364,86. Observa-se que o custo do SAEB apresentaria uma redução de 16,4% de 2024 para 2026 e a troca dos equipamentos do SAEB uma redução de 15,91%.

4.4. ANÁLISE DOS INDICADORES DA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DO RETORNO DO INVESTIMENTO

As Figura 14 a Figura 17 apresentam, para os cinco cenários avaliados, os valores de VPL, TIR, *payback* descontado e LCOE, para Taxa Mínima de Atratividade (TMA) variando de 0 a 15%. Paralelamente, os apêndices A, B, C e D fornecem os valores de tais indicadores (VPL, TIR, *payback* descontado e LCOE).



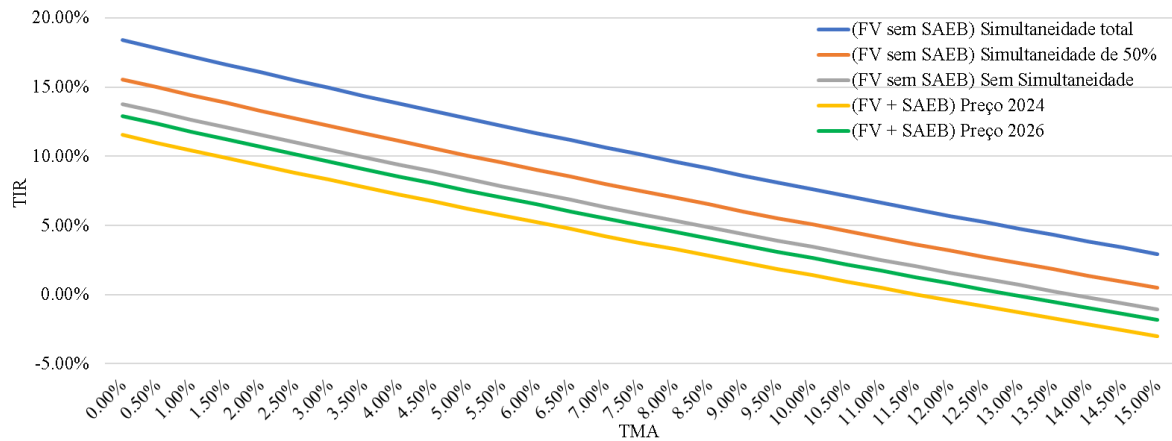
Fonte: Elaborada pelo autor.

Para os cinco cenários analisados, observa-se que os valores de VPL decaem com o crescimento da TMA e que o sistema FV com simultaneidade total tem maior VPL. Também se nota que o FV+SAEB (preço de 2026) apresenta VPL maior do que o FV+SAEB (preço de 2024).

O sistema FV com simultaneidade total e simultaneidade de 50% apresentaram valores positivos de VPL para todas as valores de TMAs analisadas.

O sistema FV com simultaneidade nula apresentou valores negativos de VPL a partir de TMA de 14,00%. O sistema FV+SAEB (preço de 2024) apresentou valores negativos de TMA a partir de 12,00%. O sistema FV+SAEB (preço de 2026) apresentou valores negativos de TMA a partir de 13,00%.

Figura 15 - Evolução da TIR com a TMA.

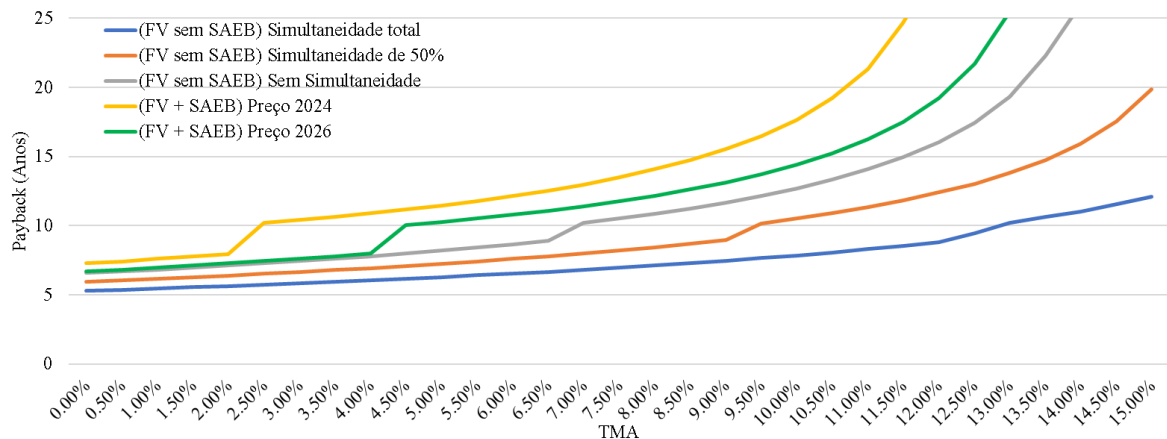


Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores de TIR decaem com o crescimento da TMA em todos os cenários. O sistema FV com simultaneidade total tem maior TIR (em comparação ao de simultaneidade nula e simultaneidade de 50%). É de se notar que o FV+SAEB (preço de 2026) apresentou valores maiores de TIR do que o FV+SAEB (preço de 2024).

Para valores de TMA entre 0% e 15% os sistemas FV com simultaneidade total e simultaneidade de 50% apresentaram valores positivos de TIR.

O sistema FV com simultaneidade nula apresentou valores negativos de VPL a partir de TMA de 14,00%. O sistema FV+SAEB (preço de 2024) apresentou valores negativos de VPL de TMA a partir de 12,00%. O sistema FV+SAEB (preço de 2026) apresentou valores negativos de VPL de TMA a partir de 13,00%.

Figura 16 - Evolução do *payback* descontado com a TMA.

Fonte: Elaborada pelo autor.

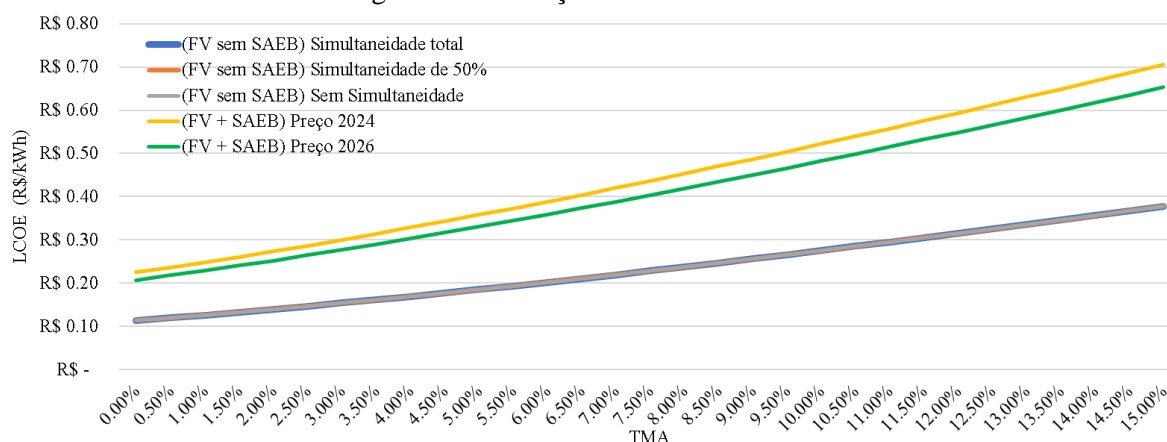
Os valores do *payback* descontado aumentam com o crescimento da TMA em todos os cenários analisados. O sistema FV com simultaneidade total tem o menor *payback* descontado.

Para valores de TMA entre 0% e 15% os sistemas FV com simultaneidade total e simultaneidade de 50% apresentaram valores de *payback* descontados inferiores a 20 anos.

O sistema FV com simultaneidade nula apresentou valores de *payback* descontados superiores a 25 anos a partir de TMA de 14,00%. O sistema FV+SAEB (preço de 2024) apresentou valores de *payback* descontados superiores a 25 anos a partir de TMA de 12,00%.

O sistema FV+SAEB (preço de 2026) apresentou valores de *payback* descontados superiores a 25 anos a partir de TMA de 13,00%.

Figura 17 - Evolução do LCOE com a TMA.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para os cinco cenários analisados, pode-se perceber que os valores de LCOE aumentam com o crescimento da TMA. O sistema FV apresenta o mesmo LCOE para os 3 cenários de simultaneidade analisados.

O cenário FV+SAEB (preço de 2026) apresenta LCOE menor do que o cenário FV+SAEB (preço de 2024).

Para todos os cenários, para o mesmo valor de TMA, o sistema FV foi sempre mais atraente do que o sistema FV + SAEB.

O sistema FV+SAEB, considerando ambos os valores de CAPEX, revelou indicadores menos favoráveis em comparação aos cenários que contemplam exclusivamente a integração FV. Tanto a TIR, o período de *payback* descontado quanto o LCOE demonstraram desempenho menos atrativo.

No cenário exclusivo com FV, observou-se que a simultaneidade total proporcionou os melhores resultados para todos os indicadores avaliados. Em seguida, o caso com 50% de simultaneidade apresentou um desempenho subsequente, seguido, por fim, pelo caso de simultaneidade nula.

O sistema FV+SAEB (2026) apresentou melhores resultados para todos os indicadores avaliados em comparação ao sistema FV+SAEB (2024).

Os sistemas FV+SAEB podem apresentar resultados melhores de atratividade financeira em outras concessionárias com valores de tarifas maiores, principalmente no horário de P.

5. CONCLUSÃO

Neste estudo, foi avaliada a viabilidade técnica e a atratividade financeira do retorno do investimento da integração de sistemas FV e de SAEB na UC do Complexo Aquático do Centro de Desportos da UFSC (Grupo A4, com contrato de energia na modalidade Horária Verde), localizada no *campus* Trindade da UFSC, em Florianópolis - SC. A UC está localizada em uma das regiões com menor incidência solar do país (fora das condições de melhor aproveitamento FV) e compra sua energia de uma das concessionárias que apresenta as menores tarifas de energia elétrica do país.

O sistema FV com potência de 712 kWp, 8 inversores totalizando 600 kWac e FDI de 84% apresentaria geração anual de 875,3 MWh, PR médio anual de 81,7%, produtividade de 1,23 MWh/kWp/ano e FC de 14,0%.

O trabalho avaliou a atratividade financeira do retorno do investimento em cinco cenários, com distintos percentuais de simultaneidade e distintos valores de CAPEX para o SAEB.

Os resultados mostraram que:

A inserção do sistema FV com simultaneidade total apresentaria atratividade financeira para TMA de até 15,0 %

A inserção do sistema FV com simultaneidade de 50% apresentaria atratividade financeira par TMA de até 15,0 %

A inserção do sistema FV com simultaneidade nula apresentaria atratividade financeira para TMA de até 14,0 %

A inserção do sistema FV + SAEB com simultaneidade total com CAPEX do SAEB (2024) apresentaria atratividade financeira par TMA de até 12,0 %

A inserção do sistema FV + SAEB com simultaneidade total com CAPEX do SAEB (2026) apresentaria atratividade financeira par TMA de até 13,0 %

Ambos os casos de inserção FV+SAEB na UC apresentaram resultados de TIR, *payback* descontado e LCOE piores do que cenários contemplando apenas a inserção de sistemas FV na UC. Portanto, a inserção de apenas sistemas FV na UC apresentaria maior atratividade financeira do que a inserção de sistemas FV+SAEB.

Os resultados mostraram que a inserção de SAEB na UC analisada não apresentaria atratividade financeira de retorno do investimento, o que pode ser justificado pelos altos impostos incidentes sobre o SAEB (vigentes no país) e pelo fato de que a Celesc é uma das concessionárias que apresenta as menores tarifas de energia elétrica no Brasil.

Em concessionárias que cobram dos consumidores tarifas de energia maiores e maiores taxas de impostos (Ex: concessionárias localizadas nos estados do Pará, Bahia e Rio de Janeiro) a inserção de geração FV + SAEB poderia apresentar atratividade financeira para o consumidor.

Adicionalmente, a inserção de sistemas FV+SAEB na UC poderia apresentar maior atratividade financeira, se o SAEB tivesse seu CAPEX reduzido, quer seja por meio de alterações na política tributária quer seja por receber incentivos de programas governamentais.

Como limitações este trabalho apresenta:

1. Avaliação da atratividade financeira do retorno do investimento com projeção de curto prazo para o CAPEX do SAEB (2024 e 2026);
2. Ausência de análise dos benefícios financeiros que seriam proporcionados por outras funcionalidades do SAEB, tais como, redução da demanda medida da UC, proteção contra falta de energia e melhoria da qualidade do suprimento da energia elétrica (correção do fator de potência da UC).

Em trabalhos futuros, recomenda-se:

1. Avaliar a atratividade financeira da inserção do SAEB na UC, para o horizonte de 10 anos, considerando a evolução anual do seu CAPEX, devido ao decréscimo esperado em seu custo, neste período;
2. Avaliar a atratividade financeira da inserção do SAEB na UC frente a diversos cenários de redução de impostos, principalmente federais e estaduais;
3. Avaliar o impacto da inserção FV+SAEB em outras concessionárias localizadas em diversos estados brasileiros que apresentam maiores tarifas de energia elétrica e maiores impostos sobre a energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR - Infográfico. (2020, setembro 14). ABSOLAR.
<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>

ABSOLAR. (2023). Infográfico: Evolução do Mercado Solar no Brasil. Brasília, DF: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica.

ALSHUWAIKHAT, H.M., ABUBAKAR, I., 2008. **An integrated approach to achieving campus sustainability: assessment of the current campus environmental management practices**, Journal of Cleaner Production, vol. 16, pp.1777-1785

ANEEL - Brasil, **Resolução Homologatória ANEEL No 482**, de 17 de agosto de 2012. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.

ANEEL. (2023). **Resolução Homologatória nº 3.244**, de 15 de agosto de 2023. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. (2023). **Resolução Normativa nº 1.060**, de 7 de fevereiro de 2023. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Anexo LI.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf

ANEEL. (2023). Ranking das Tarifas de Energia Elétrica. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:
<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>

BloombergNEF, 2021. **Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite**. Noivember 30, 2023.

Bojek, P. ([s.d.]). Solar. **IEA**. Recuperado 2 de dezembro de 2023, de
<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>

BRAGA, L. et al. **Sistema fotovoltaicos residenciais: Análise de viabilidade de investimento e alterações na legislação**. [s.l.: s.n.].

Brasil, **Lei No 14.300**, de 6 de janeiro de 2022a. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.

Brasil, **Resolução Homologatória ANEEL No 687**, de 24 de novembro de 2015. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.

Brasil. (2022b). **Lei Complementar nº 194**, de 27 de junho de 2022. Brasília, DF: Congresso Nacional.

CARLO, J., LAMBERTS, R., 2008. **Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption, Energy and Buildings**, vol. 40, pp.

CASTRO, N. J. e DANTAS, G. **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes.** Rio de Janeiro – Publit, 2018.

Canal Solar. (2023). **Peak Shaving: reduzindo picos de demanda com sistemas de armazenamento.** <https://canalsolar.com.br/peak-shaving-reduzindo-picos-de-demanda-com-sistemas-de-armazenamento/>

Celesc. (2023). **Tarifas de energia.** Florianópolis, SC: Celesc. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>

CHEN, X. et al. **Multi-objective optimization of battery capacity of grid-connected PV-BESS system in hybrid building energy sharing community considering time-of-use tariff.** *Applied energy*, v. 350, n. 121727, p. 121727, 2023

Datta, A. Kalam, And J. Shi, “**A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems,**” *Energy Storage*, no. November, pp. 1–21, 2021.

Eduardo Martins Deschamps, Ricardo Rüther, **Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems,** *Solar Energy*, Volume 179, 2019, Pages 106-118, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2022). **Perspectivas do Mercado de Microgeração e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica por Baterias no Brasil.** Brasília, DF: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE. (2023). **Plano Decenal de Energia 2030 - Revisão Pós-Crise de Pandemia.** Brasília, DF: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE. (2023). **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2023.** Brasília, DF: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE. **NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 014/2022 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-639/NT_Metodologia_4MD_PDE_2032_VF.pdf>.

Ester, B. PRIYA, Kumar, K. Sathish, 2016. **A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 342-351.

GOLDEMBERG, J., COELHO, S.T., GOL, O.L., 2004. **How adequate policies can push renewables,** *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1141-1146.

GOMES, A. M. F., de Andrade Pinto, G. X., de Oliveira, A. K. V., Pizzutti, K. B., Braga, M., dos Santos, D. O., do Nascimento, L. R., & Rüther, R. (2022, agosto 16). **ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONOMICA PARA UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE**

ENERGIA SOB A ÓTICA TARIFÁRIA EM UMA UNIDADE PROSSUMIDORA RESIDENCIAL. Anais CBENS 2022.

GORMAN, Will et al. **Motivations and options for deploying hybrid generator-plus-battery projects within the bulk power system.** The Electricity Journal, v. 33, n. 5, jun. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619020300312>. Acesso em: 07 mar. 2022.

Greener, E. (Setembro de 2021). **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022.** <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2023** | Dados do 1o semestre 2023 / setembro 2023., 1o semestre de 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-setembro-2023-dados-do-1o-semester-2023/>.

IEA-PVPS. (2023). **Snapshot of Global PV Markets - 2023.** Paris, France: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme.

International Energy Agency(IEA). (setembro de 2020b). **Innovation in batteries and electricity storage - A global analysis based on patent data.** https://iea.blob.core.windows.net/assets/77b25f20-397e-4c2f-8538-741734f6c5c3/battery_study_en.pdf.

International Renewable Energy Agency (IRENA)b. (2023, December 3). Energy Storage. [Website]. Retrieved December 3, 2023, from <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Energy-Storage>

KOLOKOTSA, D., GOBAKIS, K., PAPANTONIOU, S., GEORGATOU, C., KAMPELIS, N., KALAITZAKIS, K., VASILAKOPOULOU, K., SANTAMOURIS, M., 2016. **Development of a web based energy management system for University Campuses: The CAMP-IT platform.** Energy and Buildings, vol. 123, pp. 119-135.

Lam, J. C., Tsang, C. L., & Li, D. H. W. (2004). **Long term ambient temperature analysis and energy use implications in Hong Kong.** Energy Conversion and Management, 45(3), 315–327. [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(03\)00162-6](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(03)00162-6)

Lawrence Berkeley National Laboratory. (2023). **Rastreamento de usinas híbridas de energia 2023.** Berkeley, CA: LBNL. Disponível em: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/hybrid_plant_tracking_2023_08.08.2023.pdf: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/hybrid_plant_tracking_2023_08.08.2023.pdf.

Mallapragada, N. A. Sepulveda, and J. D. Jenkins, “**Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation,**” Appl. Energy, vol. 275, no. June, p. 115390, 2020

MENEZES, M. P. **IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ.** [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ , 2022.

Meteonorm version 8. ([s.d.]). **Meteonorm** (En). Recuperado 4 de dezembro de 2023, de <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8>

MME e EPE. (2023). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética.

Nasution, H., Sumeru, K., Abdul Aziz, A., & Yusoff Senawi, M. (2014). **Experimental study of air conditioning control system for building energy saving.** Energy Procedia, 61, 63–66. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.907>

NC STATE ENERGY STORAGE TEAM. **Energy Storage Options for North Carolina.** 2019. Disponível em: <https://energy.ncsu.edu/storage/wp-content/uploads/sites/2/2019/02/NC-Storage-Study-FINAL.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022

Park, E., & Kwon, S. J. (2016). **Solutions for optimizing renewable power generation systems at Kyung-Hee University's Global Campus, South Korea.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, 58, 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.245>

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

PINTO, G. X. A.; NASPOLINI, H. F. ; RUTHER, R. . **Impactos da Agregação da Energia Solar Fotovoltaica sobre as Despesas com Energia Elétrica.** 1. ed. Curitiba-PR: Appris Editora, 2019. 131p .

QUOILIN, S. et al. **Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment.** Applied energy, v. 182, p. 58–67, 2016

R. McMahon and L. Infante, “**Harnessing the potential of energy storage,**” Power Eng., vol. 121, no. 5, 2017

Ramírez, O., Hernández-Cuellar, B., & de la Rosa, J. D. (2023). **Air quality monitoring on university campuses as a crucial component to move toward sustainable campuses: An overview.** Urban Climate, 52(101694), 101694. <https://doi.org/10.1016/j.uclim.2023.101694>

REZAIIE, B., DINCER, I., ESMAILZADEH, E., 2013. **Energy options for residential buildings assessment,** Energy Conversion and Management, vol.65, pp. 637-646.

ROSA, L.P., LOMARDO, L.L.B., 2004. **The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation,** Energy and Buildings, vol. 36, pp. 89-95

Rüther, R., & Zilles, R. (2011). **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil.** Energy Policy, 39(3), 1027–1030. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>

SCHROER, T. **ESTUDO DA LEI 14300 E O IMPACTO FINANCEIRO AOS PROSUMIDORES RURAIS CONSIDERANDO UMA DISTRIBUIDORA NA REGIÃO SUL.** [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, 2022.

Solar Energy Industries Associations. (Maio 2017). **Principles for the Evolution of Net Energy Metering and Rate Design.**

https://www.seia.org/sites/default/files/NEM%20Future%20Principles_Final_6-7-17.pdf

Solar energy. ([s.d.]). **Irena.org.** Recuperado 2 de dezembro de 2023, de

<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>

TRUONG, C. et al. **Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of Tesla's powerwall.** *Batteries*, v. 2, n. 2, p. 14, 2016.

UDDIN, K. et al. **Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the United Kingdom.** *Applied energy*, v. 206, p. 12–21, 2017.

Velazquez, L., Munguia, N., Platt, A., & Taddei, J. (2006). **Sustainable university: what can be the matter?** *Journal of Cleaner Production*, 14(9–11), 810–819.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2005.12.008>

WENIGER, J.; TJADEN, T.; QUASCHNING, V. **Sizing of residential PV battery systems.** *Energy procedia*, v. 46, p. 78–87, 2014.

YANG, J. et al. **AC network-constrained peer-to-peer electricity market model in low-voltage power distribution networks.** *International journal of electrical power & energy systems*, v. 154, n. 109428, p. 109428, 2023

YARBROUGH, I., SUN, Q., REEVES, D.C., HACKMAN, K., BENNETT, R., HENSHEL, D.S., 2015. **Visualizing building energy demand for building peak energy analysis,** *Energy and Buildings*, vol. 91, pp. 10-15

APÊNDICE A – TABELA DA EVOLUÇÃO DO VPL COM A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS

VPL					
TMA	Sistema FV por nível de simultaneidade			FV +SAEB	
	100%	50%	0%	2024	2026
0.00%	R\$ 7,921,877.79	R\$ 5,944,926.71	R\$ 5,149,624.10	R\$ 7,462,201.12	R\$ 7,873,871.93
0.50%	R\$ 7,247,494.58	R\$ 5,425,081.16	R\$ 4,682,065.94	R\$ 6,737,687.46	R\$ 7,140,303.47
1.00%	R\$ 6,634,381.85	R\$ 4,951,816.33	R\$ 4,256,525.60	R\$ 6,078,972.48	R\$ 6,473,061.86
1.50%	R\$ 6,076,240.78	R\$ 4,520,391.06	R\$ 3,868,722.24	R\$ 5,479,316.87	R\$ 5,865,367.53
2.00%	R\$ 5,567,478.32	R\$ 4,126,591.75	R\$ 3,514,851.63	R\$ 4,932,733.42	R\$ 5,311,196.57
2.50%	R\$ 5,103,122.77	R\$ 3,766,669.59	R\$ 3,191,529.36	R\$ 4,433,897.41	R\$ 4,805,190.84
3.00%	R\$ 4,678,750.01	R\$ 3,437,285.68	R\$ 2,895,741.33	R\$ 3,978,068.37	R\$ 4,342,579.31
3.50%	R\$ 4,290,419.08	R\$ 3,135,463.02	R\$ 2,624,800.31	R\$ 3,561,021.50	R\$ 3,919,109.28
4.00%	R\$ 3,934,615.59	R\$ 2,858,544.40	R\$ 2,376,307.91	R\$ 3,178,987.62	R\$ 3,530,986.02
4.50%	R\$ 3,608,202.28	R\$ 2,604,155.52	R\$ 2,148,121.27	R\$ 2,828,600.52	R\$ 3,174,819.90
5.00%	R\$ 3,308,375.59	R\$ 2,370,172.59	R\$ 1,938,323.77	R\$ 2,506,850.74	R\$ 2,847,579.97
5.50%	R\$ 3,032,627.45	R\$ 2,154,693.86	R\$ 1,745,199.31	R\$ 2,211,044.93	R\$ 2,546,553.17
6.00%	R\$ 2,778,711.85	R\$ 1,956,014.59	R\$ 1,567,209.69	R\$ 1,938,770.14	R\$ 2,269,308.40
6.50%	R\$ 2,544,615.28	R\$ 1,772,605.01	R\$ 1,402,974.71	R\$ 1,687,862.42	R\$ 2,013,664.99
7.00%	R\$ 2,328,530.81	R\$ 1,603,090.89	R\$ 1,251,254.62	R\$ 1,456,379.05	R\$ 1,777,664.83
7.50%	R\$ 2,128,835.13	R\$ 1,446,236.43	R\$ 1,110,934.63	R\$ 1,242,574.16	R\$ 1,559,547.86
8.00%	R\$ 1,944,068.43	R\$ 1,300,929.12	R\$ 981,011.31	R\$ 1,044,877.12	R\$ 1,357,730.34
8.50%	R\$ 1,772,916.52	R\$ 1,166,166.40	R\$ 860,580.44	R\$ 861,873.56	R\$ 1,170,785.76
9.00%	R\$ 1,614,195.08	R\$ 1,041,043.82	R\$ 748,826.38	R\$ 692,288.44	R\$ 997,427.89
9.50%	R\$ 1,466,835.72	R\$ 924,744.60	R\$ 645,012.64	R\$ 534,971.20	R\$ 836,495.75
10.00%	R\$ 1,329,873.63	R\$ 816,530.34	R\$ 548,473.45	R\$ 388,882.49	R\$ 686,940.40
10.50%	R\$ 1,202,436.62	R\$ 715,732.82	R\$ 458,606.39	R\$ 253,082.52	R\$ 547,813.09
11.00%	R\$ 1,083,735.43	R\$ 621,746.65	R\$ 374,865.76	R\$ 126,720.60	R\$ 418,254.85
11.50%	R\$ 973,055.11	R\$ 534,022.88	R\$ 296,756.76	R\$ 9,025.95	R\$ 297,487.20
12.00%	R\$ 869,747.36	R\$ 452,063.11	R\$ 223,830.23	-R\$ 100,700.54	R\$ 184,803.85
12.50%	R\$ 773,223.69	R\$ 375,414.48	R\$ 155,678.06	-R\$ 203,093.58	R\$ 79,563.41
13.00%	R\$ 682,949.39	R\$ 303,665.00	R\$ 91,929.06	-R\$ 298,730.06	-R\$ 18,817.21
13.50%	R\$ 598,438.11	R\$ 236,439.52	R\$ 32,245.23	-R\$ 388,134.78	-R\$ 110,868.61
14.00%	R\$ 519,247.02	R\$ 173,396.07	-R\$ 23,681.47	-R\$ 471,785.66	-R\$ 197,074.11
14.50%	R\$ 444,972.55	R\$ 114,222.61	-R\$ 76,132.08	-R\$ 550,118.36	-R\$ 277,874.44
15.00%	R\$ 375,246.49	R\$ 58,634.15	-R\$ 125,363.29	-R\$ 623,530.41	-R\$ 353,671.82

Fonte: Elaborada pelo autor.

**APÊNDICE B – TABELA DA EVOLUÇÃO DO TIR COM A TMA NOS CINCO
CENÁRIOS AVALIADOS**

TIR					
TMA	Sistema FV por nível de simultaneidade			FV +SAEB	
	100%	50%	0%	2024	2026
0.00%	18.38%	15.56%	13.78%	11.54%	12.90%
0.50%	17.79%	14.99%	13.22%	10.98%	12.34%
1.00%	17.21%	14.42%	12.66%	10.44%	11.78%
1.50%	16.63%	13.86%	12.10%	9.89%	11.23%
2.00%	16.06%	13.30%	11.55%	9.35%	10.69%
2.50%	15.50%	12.74%	11.01%	8.82%	10.15%
3.00%	14.94%	12.20%	10.47%	8.29%	9.61%
3.50%	14.38%	11.66%	9.94%	7.77%	9.08%
4.00%	13.83%	11.12%	9.41%	7.25%	8.56%
4.50%	13.29%	10.59%	8.88%	6.74%	8.04%
5.00%	12.75%	10.06%	8.37%	6.23%	7.53%
5.50%	12.21%	9.54%	7.85%	5.72%	7.02%
6.00%	11.68%	9.02%	7.34%	5.23%	6.51%
6.50%	11.16%	8.51%	6.84%	4.73%	6.01%
7.00%	10.64%	8.00%	6.34%	4.24%	5.52%
7.50%	10.12%	7.50%	5.85%	3.76%	5.02%
8.00%	9.61%	7.00%	5.36%	3.28%	4.54%
8.50%	9.11%	6.51%	4.87%	2.80%	4.06%
9.00%	8.61%	6.02%	4.39%	2.33%	3.58%
9.50%	8.11%	5.54%	3.91%	1.86%	3.11%
10.00%	7.62%	5.06%	3.44%	1.40%	2.64%
10.50%	7.13%	4.58%	2.97%	0.94%	2.17%
11.00%	6.65%	4.11%	2.51%	0.49%	1.71%
11.50%	6.17%	3.64%	2.05%	0.04%	1.26%
12.00%	5.70%	3.18%	1.59%	-0.41%	0.81%
12.50%	5.23%	2.72%	1.14%	-0.85%	0.36%
13.00%	4.76%	2.27%	0.69%	-1.29%	-0.09%
13.50%	4.30%	1.82%	0.25%	-1.73%	-0.53%
14.00%	3.85%	1.37%	-0.19%	-2.16%	-0.96%
14.50%	3.39%	0.93%	-0.63%	-2.59%	-1.40%
15.00%	2.94%	0.49%	-1.06%	-3.01%	-1.82%

Fonte: Elaborada pelo autor.

**APÊNDICE C – TABELA DA EVOLUÇÃO DO PAYBACK DESCONTADO COM
A TMA NOS CINCO CENÁRIOS AVALIADOS**

Payback descontado (anos)					
TMA	Sistema FV por nível de simultaneidade			FV +SAEB	
	100%	50%	0%	2024	2026
0.00%	5.29	5.94	6.58	7.28	6.70
0.50%	5.38	06.04	6.71	7.44	6.84
1.00%	5.46	6.16	6.84	7.60	6.98
1.50%	5.55	6.27	6.98	7.78	7.13
2.00%	5.65	6.40	7.13	7.96	7.29
2.50%	5.74	6.52	7.29	10.22	7.45
3.00%	5.84	6.66	7.45	10.43	7.63
3.50%	5.95	6.79	7.62	10.66	7.81
4.00%	06.06	6.94	7.80	10.90	8.00
4.50%	6.17	07.09	7.99	11.17	10.05
5.00%	6.29	7.25	8.20	11.47	10.28
5.50%	6.42	7.42	8.42	11.79	10.53
6.00%	6.55	7.60	8.66	12.15	10.80
6.50%	6.68	7.79	8.90	12.55	11.09
7.00%	6.82	7.99	10.21	12.99	11.42
7.50%	6.97	8.21	10.53	13.51	11.78
8.00%	7.13	8.44	10.87	14.08	12.18
8.50%	7.30	8.69	11.26	14.75	12.64
9.00%	7.48	8.95	11.69	15.55	13.14
9.50%	7.67	10.18	12.17	16.50	13.74
10.00%	7.86	10.53	12.72	17.67	14.43
10.50%	08.07	10.91	13.35	19.20	15.25
11.00%	8.31	11.35	14.08	21.32	16.25
11.50%	8.56	11.84	14.95	24.65	17.52
12.00%	8.82	12.40	16.04	Inviável	19.22
12.50%	9.47	13.04	17.44	Inviável	21.71
13.00%	10.23	13.82	19.35	Inviável	Inviável
13.50%	10.62	14.76	22.29	Inviável	Inviável
14.00%	11.04	15.94	Inviável	Inviável	Inviável
14.50%	11.55	17.54	Inviável	Inviável	Inviável
15.00%	12.11	19.87	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaborada pelo autor.

**APÊNDICE D – TABELA DA EVOLUÇÃO DO LCOE COM A TMA NOS CINCO
CENÁRIOS AVALIADOS**

LCOE					
TMA	Sistema FV por nível de simultaneidade			FV +SAEB	
	100%	50%	0%	2024	2026
0.00%	R\$ 0.11	R\$ 0.11	R\$ 0.11	R\$ 0.22	R\$ 0.21
0.50%	R\$ 0.12	R\$ 0.12	R\$ 0.12	R\$ 0.24	R\$ 0.22
1.00%	R\$ 0.13	R\$ 0.13	R\$ 0.13	R\$ 0.25	R\$ 0.23
1.50%	R\$ 0.13	R\$ 0.13	R\$ 0.13	R\$ 0.26	R\$ 0.24
2.00%	R\$ 0.14	R\$ 0.14	R\$ 0.14	R\$ 0.27	R\$ 0.25
2.50%	R\$ 0.15	R\$ 0.15	R\$ 0.15	R\$ 0.29	R\$ 0.26
3.00%	R\$ 0.15	R\$ 0.15	R\$ 0.15	R\$ 0.30	R\$ 0.28
3.50%	R\$ 0.16	R\$ 0.16	R\$ 0.16	R\$ 0.31	R\$ 0.29
4.00%	R\$ 0.17	R\$ 0.17	R\$ 0.17	R\$ 0.33	R\$ 0.30
4.50%	R\$ 0.18	R\$ 0.18	R\$ 0.18	R\$ 0.34	R\$ 0.32
5.00%	R\$ 0.19	R\$ 0.19	R\$ 0.19	R\$ 0.36	R\$ 0.33
5.50%	R\$ 0.19	R\$ 0.19	R\$ 0.19	R\$ 0.37	R\$ 0.34
6.00%	R\$ 0.20	R\$ 0.20	R\$ 0.20	R\$ 0.39	R\$ 0.36
6.50%	R\$ 0.21	R\$ 0.21	R\$ 0.21	R\$ 0.40	R\$ 0.37
7.00%	R\$ 0.22	R\$ 0.22	R\$ 0.22	R\$ 0.42	R\$ 0.39
7.50%	R\$ 0.23	R\$ 0.23	R\$ 0.23	R\$ 0.44	R\$ 0.40
8.00%	R\$ 0.24	R\$ 0.24	R\$ 0.24	R\$ 0.45	R\$ 0.42
8.50%	R\$ 0.25	R\$ 0.25	R\$ 0.25	R\$ 0.47	R\$ 0.43
9.00%	R\$ 0.26	R\$ 0.26	R\$ 0.26	R\$ 0.49	R\$ 0.45
9.50%	R\$ 0.27	R\$ 0.27	R\$ 0.27	R\$ 0.50	R\$ 0.47
10.00%	R\$ 0.28	R\$ 0.28	R\$ 0.28	R\$ 0.52	R\$ 0.48
10.50%	R\$ 0.29	R\$ 0.29	R\$ 0.29	R\$ 0.54	R\$ 0.50
11.00%	R\$ 0.30	R\$ 0.30	R\$ 0.30	R\$ 0.56	R\$ 0.52
11.50%	R\$ 0.31	R\$ 0.31	R\$ 0.31	R\$ 0.58	R\$ 0.53
12.00%	R\$ 0.32	R\$ 0.32	R\$ 0.32	R\$ 0.59	R\$ 0.55
12.50%	R\$ 0.33	R\$ 0.33	R\$ 0.33	R\$ 0.61	R\$ 0.57
13.00%	R\$ 0.34	R\$ 0.34	R\$ 0.34	R\$ 0.63	R\$ 0.58
13.50%	R\$ 0.35	R\$ 0.35	R\$ 0.35	R\$ 0.65	R\$ 0.60
14.00%	R\$ 0.36	R\$ 0.36	R\$ 0.36	R\$ 0.67	R\$ 0.62
14.50%	R\$ 0.37	R\$ 0.37	R\$ 0.37	R\$ 0.69	R\$ 0.64
15.00%	R\$ 0.38	R\$ 0.38	R\$ 0.38	R\$ 0.71	R\$ 0.65

Fonte: Elaborada pelo autor.