



FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

**ANÁLISE TÉCNICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE NAS EDIFICAÇÕES DA FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL**

Priscila Martins Mateus de Oliveira Pereira

CAMPO GRANDE/MS

OUTUBRO DE 2021

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

ANÁLISE TÉCNICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE NAS EDIFICAÇÕES DA FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE
FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL

PRISCILA MARTINS MATEUS DE OLIVEIRA PEREIRA

Trabalho de Conclusão de Curso do Mestrado Profissional apresentada na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração de Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Marcio José Sorgato

CAMPO GRANDE
OUTUBRO DE 2021

FOLHA DE APROVAÇÃO

Redação final do Trabalho de Conclusão de Curso defendida por **PRISCILA MARTINS MATEUS DE OLIVEIRA PEREIRA**, aprovada pela Comissão Julgadora em 7 de outubro de 2021, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Marcio José Sorgato – Orientador
FAENG/UFMS

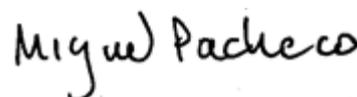
Prof. Dr. Arthur Santos Silva – Membro Titular
FAENG/UFMS



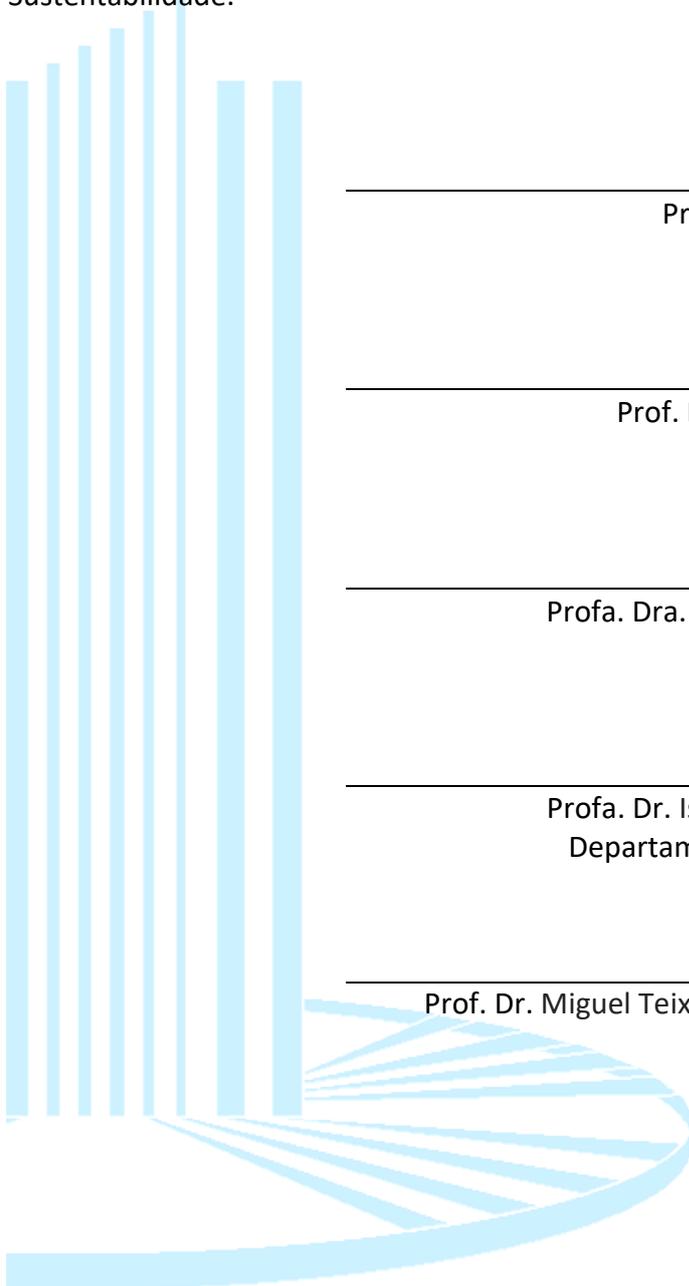
Profa. Dra. Helena Rodi Neumann – Membro Titular
FAENG/UFMS



Profa. Dr. Isis Portolan dos Santos – Membro Titular
Departamento de Arquitetura e Urbanismo/UFMS



Prof. Dr. Miguel Teixeira Gomes Pacheco – Membro Suplente
UNOCHAPECÓ



*Dedico esse trabalho a Deus, o autor da vida,
porque sem Ele nada seria possível.*

*Dedico aos meus pais Izaqui e Mirian que tanto
oraram e trabalharam por mim.*

*Dedico também ao meu amado esposo Luiz
Pereira que tanto se engajou comigo e meu deu
suporte em todo o tempo.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, o Autor e Sustentador de tudo que existe.

Sou grata pelos meus avós, Maria Martins Costa, Wilson Pinto da Costa, Deolinda Alves (*in memoriam*) e José Mateus de Oliveira (*in memoriam*), que com tanto sacrifício e amor instruíram meus pais, Mirian Martins de Oliveira e Izaqui Mateus de Oliveira, no conhecimento humano e Divino, o que certamente impactou toda minha vida. Agradeço ainda a todos meus familiares que sempre oram e torcem por mim!

Agradeço ao meu amor, Luiz Pereira, por todo esforço e paciência durante todos esses anos que foram fundamentais para meu progresso acadêmico. Esse trabalho é nosso!

Agradeço também às minhas amigas Christine Duarte, Bianca Lacerda, Laura Lago, Marcela Nogueira, Keyla Rezende, Nataly, Ana Caroline, Ana Laura, Marcelle Dias e Vanessa por todo apoio dado a mim, nos dias difíceis, nos desabafos e nos choros. Vocês sempre estiveram presentes e vi em todo tempo como Deus usou vocês para me fortalecer.

Agradeço a orientação do professor Márcio José Sorgato e todo o empenho que foram fundamentais para o desenvolvimento desse trabalho. Agradeço aos demais professores que influenciaram a minha vida a fim de ser uma boa profissional tanto no conhecimento científico quanto no proceder ético: Márcio Antônio Sens (UFF), Luciana Cambraia Leite (UFMS), Luigi Galotto Junior (UFMS) e Ruben Barros Godoy (UFMS). Um agradecimento especial aos membros da banca, professores Arthur Santos e Miguel Pacheco e professoras Helena Neumann e Ísis Portolan, pelas contribuições para a melhoria do trabalho.

A todos que me ajudaram a chegar até aqui, o meu muito obrigada.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS/MEC – Brasil e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (Capes) – Código de Financiamento 001.

“Que o nome de Deus seja louvado para sempre, pois Dele são a sabedoria e o poder (...), é Ele quem dá sabedoria aos sábios e inteligência aos inteligentes.”

Daniel 2:20-21

“Diga-me e eu esquecerei, ensina-me e eu poderei lembrar, envolva-me e eu aprenderei.”

Benjamin Franklin

RESUMO

Os gastos com energia elétrica nos órgãos públicos são elevados, com destaque para o Ministério da Educação, que liderou o ranking dos gastos dos órgãos públicos em 2017 (R\$ 702,5 milhões). Uma opção para mitigar esse custo é por meio da geração distribuída. Nessa modalidade, o uso de sistemas fotovoltaicos vem crescendo rapidamente e é uma opção viável uma vez que o Brasil possui altos níveis de irradiação solar. O objetivo deste trabalho foi avaliar tecnicamente a geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e integrados nas coberturas de edificações do *campus* Cidade Universitária da Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, no município de Campo Grande, MS. Esse *campus* é subdividido em quatro setores. O Setor 1 é responsável por 62% do consumo total (4.167,1 MWh) e os Setores 2, 3 e 4 consomem anualmente 870 MWh, 1.043 MWh e 661 MWh, respectivamente. A integração dos sistemas fotovoltaicos nas coberturas das edificações foi analisada. Foram consideradas três tecnologias de módulos fotovoltaicos (multi-Si, mono-Si e CdTe) e duas Taxas de Carregamento do Inversor para cada sistema. As simulações foram realizadas no programa *System Advisor Model* (SAM) e os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos foram analisados utilizando os indicadores PR e *yield*. Os sistemas com tecnologia mono-Si resultaram no maior potencial de integração (5.253,8 kW) e, por isso, geraram a maior quantidade de energia elétrica (6.957,3 MWh) dentre todas as tecnologias. Entretanto, o desempenho dos sistemas com CdTe foi o maior (*yield* e PR ponderados de 1.360 kWh/kW e 0,75, respectivamente), mostrando-se a tecnologia mais adequada para sistemas fotovoltaicos em Campo Grande, MS em termos de desempenho. As células fotovoltaicas de CdTe apresentaram melhor produtividade no dia de temperatura alta e elevados níveis de irradiação solar, mas no dia com temperatura amena com irradiação solar média seus desempenhos foram similares aos das células fotovoltaicas de multi-Si. Não foi observada relação significativa entre as Taxas de Carregamento do Inversor e o desempenho resultante. As edificações com subarranjos nos quadrantes Norte e Sul têm maiores diferenças entre os *yields* de seus subarranjos do que as observadas em edificações com subarranjos a Leste e Oeste. Em subarranjos com ângulos azimutais no quadrante Norte, as superfícies com maiores inclinações resultaram em menores perdas, enquanto para subarranjos com ângulos azimutais no quadrante Sul isso ocorreu nas menores inclinações. Os sistemas fotovoltaicos dos Setores 2 e 3 geraram mais eletricidade que o consumo anual, resultando em excedentes de geração. Por sua vez, nos Setores 1 e 4 houve déficit de energia elétrica, havendo compensação parcial do consumo no horário solar no Setor 1 e compensação total no Setor 4. A energia excedente dos Setores 2 e 3 foi utilizada para reduzir os déficits de geração dos Setores 1 e 4. O maior potencial de integração dos sistemas mono-Si resultou na maior compensação da energia consumida no *campus* (95%), sendo necessários 281 kW a mais de potência instalada para que a UFMS seja considerada eletricamente autossuficiente.

Palavras-chaves: Geração distribuída. Sistemas fotovoltaicos. Universidades. Compensação.

ABSTRACT

Spending on electricity in public agencies is high, especially on the Ministry of Education, which led the ranking of expenditures by public agencies in 2017 (R\$ 702.5 million). One option to mitigate this cost is through distributed generation. In this modality, the use of photovoltaic systems has been growing rapidly and is a viable option since Brazil has high levels of solar radiation. The objective of this work was to technically evaluate the generation of electric energy through photovoltaic systems connected to the grid and integrated in the building roofs of the Cidade Universitária *campus* of the Federal University of Mato Grosso do Sul Foundation, in the city of Campo Grande, MS. This *campus* is subdivided into four sectors. Sector 1 is responsible for 62% of total consumption (4,167.1 MWh) and Sectors 2, 3 and 4 consume annually 870 MWh, 1,043 MWh and 661 MWh, respectively. The integration of photovoltaic systems in building roofs was analyzed. Three technologies of photovoltaic modules (multi-Si, mono-Si and CdTe) and two Inverter Loading Rates for each system were considered. The simulations were made using System Advisor Model (SAM) and the performance of the photovoltaic systems was analyzed using the PR and yield indicators. Systems with mono-Si technology resulted in the greatest integration potential (5,253.8 kW) and, therefore, generated the greatest amount of electrical energy (6,957.3 MWh) among all technologies. However, the performance of systems with CdTe was the highest (yield and PR weighted of 1,360 kWh/kW and 0.75, respectively), proving to be the most suitable technology for photovoltaic systems in Campo Grande, MS in terms of performance. The CdTe photovoltaic cells showed better productivity on the day of high temperature and high levels of solar irradiation, but on the day with mild temperature and medium solar irradiation their performances were like those of the multi-Si photovoltaic cells. No significant relationship was observed between Inverter Loading Rates and resulting performance. Buildings with sub-arrays in the North and South quadrants have greater differences between their sub-array yields than those observed in buildings with sub-arrays in the East and West. In subarrays with azimuthal angles in the North quadrant, the surfaces with higher slopes resulted in less losses, while for subarrays with azimuthal angles in the South quadrant, this occurred in the smallest slopes. The photovoltaic systems in Sectors 2 and 3 generated more electricity than the annual consumption, resulting in generation surpluses. In turn, in Sectors 1 and 4 there was a deficit of electricity, with partial compensation of consumption in solar time in Sector 1 and total compensation in the same period in Sector 4. The excess energy in Sectors 2 and 3 was used to reduce the generation deficits of the Sectors 1 and 4. The greater integration potential of mono-Si systems resulted in greater compensation for energy consumed on campus (95%), requiring 281 kW more of installed power for the UFMS to be considered electrically self-sufficient.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic systems. Universities. Compensation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Relação entre eficiência energética e energia gerada em EEZ.....	27
Figura 2. Participação de fontes renováveis na matriz elétrica no Brasil e no mundo.....	35
Figura 3. Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira.....	35
Figura 4. A participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira.....	36
Figura 5. Mapa das hidrelétricas no Brasil.	36
Figura 6. Representação de sistema de geração centralizado.....	37
Figura 7. Fluxo de Eletricidade.....	38
Figura 8. Sistema elétrico com geração distribuída.....	39
Figura 9. Participação de cada fonte na geração distribuída em 2020.....	39
Figura 10. Potência instalada de geração distribuída no Brasil.....	40
Figura 11. Horário Ponta, Fora Ponta e Intermediário.....	41
Figura 12. Ilustração da composição do custo da energia elétrica.....	42
Figura 13. Crescimento da geração fotovoltaica de 2008 até 2018.....	43
Figura 14. Decaimento do preço do sistema fotovoltaico no mundo.....	44
Figura 15. Ranking dos países com maior geração fotovoltaica (2019).....	44
Figura 16. Número de países com políticas de regulamentação energética.....	45
Figura 17. Incentivos fiscais e financiamento público para eficiência energética em países do mundo.....	46
Figura 18. Estrutura institucional do Setor elétrico no Brasil.....	51
Figura 19. Microgeração e minigeração de acordo com Resolução Normativa ANEEL 482/2012 e atualizações.....	53
Figura 20. Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	54
Figura 21. Efeito fotovoltaico na junção PN.....	55
Figura 22. Obtenção de tensão e corrente elétrica pelo efeito fotovoltaico.....	56
Figura 23. Célula fotovoltaica de mono-Si.....	58
Figura 24. Célula de silício policristalino.....	59
Figura 25. Tecnologia PERC de células fotovoltaicas.....	60
Figura 26. Exemplo de módulos de multi-Si bifaciais (Canadian BIKU).....	60
Figura 27. Representação das células de CdTe, CIGS e a-Si.	61
Figura 28. Célula fotovoltaica sensibilizada por corante.....	63
Figura 29. Célula de multijunção.....	65
Figura 30. Produção fotovoltaica por tecnologia em 2020.....	65

Figura 31. Produção das tecnologias de filme fino de 2000 a 2020.....	66
Figura 32. Resposta espectral de quatro tecnologias fotovoltaicas	66
Figura 33. Comparação da eficiência de tecnologias fotovoltaicas	67
Figura 34. Ponto de Máxima Potência MPPT	68
Figura 35. Inversor central.....	69
Figura 36. Inversor <i>multistring</i>	70
Figura 37. Integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações	73
Figura 38. Fluxograma do método utilizado nesta pesquisa.....	83
Figura 39. (a) Classificação de Köppen-Geiger (b) Total diário de Irradiação Global Horizontal	84
Figura 40. Histórico das temperaturas mensais e das umidades relativas de Campo Grande, MS	85
Figura 41. Caracterização do objeto de estudo (a) <i>Campi</i> , polos e Cidade Universitária da UFMS (b) Visão geral dos quatro Setores do <i>campus</i> Cidade Universitária UFMS.....	85
Figura 42. Dados de irradiação solar para Campo Grande (MS)	88
Figura 43. Médias diárias da irradiação direta e difusa para Campo Grande, MS.....	90
Figura 44. Fluxograma do cálculo do balanço energético por Setor	102
Figura 45. Consumo de eletricidade da UFMS em 2018 (a) Mensal (b) Diário	103
Figura 46. Consumo de eletricidade do Setor 1 (a) Mensal (b) Diário	104
Figura 47. Consumo de eletricidade do Setor 2 (a) Mensal (b) Diário	105
Figura 48. Consumo mensal de eletricidade Setor 3.....	106
Figura 49. Consumo mensal de eletricidade Setor 4.....	107
Figura 50. Processo de seleção dos blocos do <i>campus</i> para análise da integração	108
Figura 51. Identificação das edificações do Setor 1	109
Figura 52. Identificação das edificações do Setor 2	112
Figura 53. Posicionamento dos módulos na cobertura da ED9 do Setor 2.....	114
Figura 54. Identificação das edificações do Setor 3	115
Figura 55. Identificação das edificações do Setor 4	118
Figura 56. <i>Yield</i> e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 1.....	131
Figura 57. <i>Yield</i> e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia dos Setor 2	135
Figura 58. <i>Yield</i> e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 3.....	137

Figura 59. Yield e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 4.....	140
Figura 60. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 1	143
Figura 61. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 2	145
Figura 62. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 3	147
Figura 63. <i>Yields</i> por subarranjo e por edificação do Setor 4.....	148
Figura 64. Correlação de Pearson entre <i>yield</i> e PR por ângulo e tecnologia nos subarranjos	150
Figura 65. Análise do desempenho do yield e da temperatura de operação das células fotovoltaicas no dia com maior nível de irradiação e temperatura (17/12).....	152
Figura 66. Análise do desempenho do yield e da temperatura de operação das células fotovoltaicas no dia com irradiação média e temperatura amena (04/05).....	154
Figura 67. Participação de cada edificação por tecnologia na geração mensal de energia do Setor 1.....	157
Figura 68. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 1	158
Figura 69. Diagramas de Sankey para o Setor 1	159
Figura 70. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 2	160
Figura 71. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 2	160
Figura 72. Diagrama de Sankey para o Setor 2	161
Figura 73. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 3	163
Figura 74. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 3	163
Figura 75. Diagrama de Sankey Setor 3.....	164
Figura 76. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 4.....	165
Figura 77. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 4	166
Figura 78. Diagrama de Sankey Setor 4.....	166
Figura 79. Participação de cada Setor na geração de energia da UFMS.....	168
Figura 80. Geração de energia mensal por tecnologia e o consumo de energia da UFMS ...	169
Figura 81. Diagrama de Sankey UFMS.....	169
Figura 82. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o <i>campus</i> (multi-Si)	171
Figura 83. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o <i>campus</i> (mono-Si)	173
Figura 84. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o <i>campus</i> (CdTe) ...	174

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Programas utilizados para simular sistemas fotovoltaicos.....	31
Tabela 2. Variação do preço da energia elétrica nos anos 2019, 2020 e 2021 em Mato Grosso do Sul	43
Tabela 3. Metas de alguns países para energia renovável.....	45
Tabela 4. Incentivos fiscais e financiamento público para eficiência energética em países do mundo.....	46
Tabela 5. Legislações internacionais sobre eficiência energética	49
Tabela 6. Políticas energéticas aplicadas no mundo (continua)	47
Tabela 7. Relação entre as unidades consumidoras e Setores da UFMS.....	86
Tabela 8. Comparação entre arquivos climáticos para Campo Grande/MS.....	90
Tabela 9. Dados elétricos e mecânicos dos módulos utilizados nas simulações	91
Tabela 10. Perdas utilizadas no SAM.....	93
Tabela 11. Percentuais de perdas por sujidade adotados de acordo com os acumulados mensais de precipitação para Campo Grande, MS	93
Tabela 12. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 1.....	110
Tabela 13 Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 2.....	113
Tabela 14. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 3.....	116
Tabela 15. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 4.....	119
Tabela 16. Quantidade de módulos, ILR e inversores modelados do Setor 1 (continua).....	121
Tabela 17. Quantidade de módulos, potência CA, inversores e carregamentos do Setor 2 .	124
Tabela 18. Quantidade de módulos, potência CA, inversores e carregamentos do Setor 3 (continua).....	126
Tabela 19. Identificação dos inversores, carregamentos e quantidade de módulos do Setor 4	129
Tabela 20. Carregamento, <i>yield</i> , PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 1	133
Tabela 21. Carregamento, <i>yield</i> , PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 2	136
Tabela 22. Carregamento, <i>yield</i> , PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 3	139
Tabela 23. Carregamento, <i>yield</i> , PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 4	141
Tabela 24. Dias escolhidos para análise do desempenho da temperatura das células	151

Tabela 25. Sistemas simulados e selecionados para o cálculo do balanço energético do Setor 1	156
Tabela 26. Sistemas simulados e selecionados para o cálculo do balanço energético do Setor 2	159
Tabela 27. Sistema simulados e escolhidos para o cálculo do balanço energético do Setor 3	162
Tabela 28. Sistemas escolhidos para o cálculo do balanço energético do Setor 4	165
Tabela 29. <i>Yields</i> , PR e geração selecionados para o cálculo do balanço energético da UFMS	167
Tabela 30. Consumo, geração e energia total por Setor	170
Tabela 31. Compensação de energia entre setores na tecnologia multi-Si.....	171
Tabela 32. Compensação de energia entre setores na tecnologia mono-Si.....	172
Tabela 33. Compensação de energia na tecnologia CdTe.....	173

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CdTe	Telureto de Cádmiio
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
multi-Si	Silício policristalino
EELZ	Edifício de Energia Líquida Zero
EEZ	Edifício de Energia Zero
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FC	Fator de Capacidade
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Agency of Energy</i>
ILR	<i>Inverter Loading Ratio</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LED	<i>Light-emitting Diode</i>
mono-Si	Silício monocristalino
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OPV	<i>Organic Photovoltaics</i>
PIS	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PR	<i>Performance Ratio</i>
SAM	<i>System Advisory Model</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TE	Tarifa de Energia
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
TRY	<i>Test Reference Year</i>
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFMS	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivo principal.....	20
1.2	Objetivos específicos	20
1.3	Justificativa e relevância do estudo.....	20
1.4	Estrutura do trabalho.....	21
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	Demanda energética das edificações	22
2.2	Edificações de Energia Zero	23
2.2.1	Definições	24
2.2.2	Estudos sobre EEZ	28
2.3	Matriz elétrica brasileira	34
2.4	Estrutura da tarifa de energia elétrica no Brasil.....	40
2.5	Panorama da geração renovável	43
2.5.1	Políticas internacionais.....	49
2.5.2	A legislação no Brasil	51
2.6	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	53
2.6.1	O efeito fotovoltaico	54
2.6.2	Panorama das tecnologias dos módulos fotovoltaicos.....	56
2.6.3	Indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos.....	71
2.7	Integração de sistemas fotovoltaicos em instituições de ensino.....	73
2.7.1	Projetos internacionais de edificações com sistemas fotovoltaicos instalados	73
2.7.2	Projetos nacionais de edificações com sistemas fotovoltaicos instalados	76
3.	MÉTODO	83
3.1	Caracterização do local da pesquisa	83
3.2	Caracterização do objeto de estudo.....	85
3.3	Análise do consumo de eletricidade.....	86
3.4	Análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações	87
3.5	Modelagem e simulação dos sistemas fotovoltaicos	89

3.6	Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	94
3.6.1	Desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	94
3.6.2	Desempenho dos subarranjos.....	96
3.6.3	Análise da correlação de Pearson entre PR e yield.....	98
3.6.4	Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas fotovoltaicos	99
3.7	Balanco energético	101
4.	RESULTADOS.....	103
4.1	Análise do consumo de eletricidade.....	103
4.1.1	Setor 1	104
4.1.2	Setor 2	105
4.1.3	Setor 3	106
4.1.4	Setor 4	107
4.2	Análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações	108
4.2.1	Edificações e superfícies do Setor 1	108
4.2.2	Edificações e superfícies do Setor 2	111
4.2.3	Edificações e superfícies do Setor 3	114
4.2.4	Edificações e superfícies do Setor 4	117
4.3	Modelagem e simulação dos sistemas fotovoltaicos	119
4.3.1	Sistemas fotovoltaicos do Setor 1	119
4.3.2	Sistemas fotovoltaicos do Setor 2	123
4.3.3	Sistemas fotovoltaicos do Setor 3	125
4.3.4	Sistemas fotovoltaicos do Setor 4	128
4.4	Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	130
4.4.1	Desempenho por sistemas.....	130
4.4.1.1	Sistemas fotovoltaicos do Setor 1	130
4.4.1.2	Sistemas fotovoltaicos do Setor 2	134
4.4.1.3	Sistemas fotovoltaicos do Setor 3	136
4.4.1.4	Sistemas fotovoltaicos do Setor 4	140
4.4.2	Desempenho por subarranjos.....	142
4.4.2.1	Sistemas fotovoltaicos do Setor 1	142
4.4.2.2	Sistemas fotovoltaicos do Setor 2	144

4.4.2.3	Sistemas fotovoltaicos do Setor 3	146
4.4.2.4	Sistemas fotovoltaicos do Setor 4	148
4.4.3	Análise da correlação de Pearson entre o Performance Ratio (PR) e o Yield por ângulo azimutal e ILR	149
4.4.4	Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas fotovoltaicos	151
4.5	Análise do balanço energético	156
4.5.1	Balanço energético do Setor 1	156
4.5.2	Balanço energético do Setor 2	159
4.5.3	Balanço energético do Setor 3	162
4.5.4	Balanço energético do Setor 4	164
4.5.5	Balanço energético do <i>campus</i> Cidade Universitária	167
5.	CONCLUSÕES	175
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	179
	APÊNDICE. Modelagem tridimensional dos sistemas fotovoltaicos	191
	ANEXO. Datasheet dos módulos utilizados nas simulações.....	210

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica mundial é composta principalmente por fontes de energia não renováveis como o petróleo, carvão e gás natural. Além de ser um recurso com previsão de se extinguir, o uso excessivo do petróleo é ambientalmente perigoso. Para Sakthivel *et al.* (2014), o uso do petróleo é uma grande ameaça ao meio ambiente. Por ser um combustível fóssil, contribui para as mudanças climáticas e para o aquecimento global (IPCC, 2014).

Essa dependência impacta negativamente a economia. Em 1973 o mundo viveu a primeira crise do petróleo quando observou o preço do barril ser elevado em quatro vezes, o que causou desequilíbrios econômicos em muitos países (GOLDENBERG; PRADO, 2003). O aumento do preço do petróleo foi observado entre 2003 e 2008, ocasionado pela expansão do consumo mundial e pelo fraco crescimento da produção. Contudo, nesse período a economia brasileira foi menos sensível aos aumentos do petróleo, devido ao desenvolvimento de fontes energéticas renováveis e a consequente diminuição brasileira de dependência desse produto (MELO, 2008; OLIVEIRA, 2006). As crises do petróleo impulsionaram o despertar da necessidade de outras fontes de energia, mais especificamente as fontes de energia renováveis (MENDES, 2005).

O interesse por fontes renováveis de energia está crescendo por meio de estudos acadêmicos, pela criação de políticas públicas e pela inserção delas no mercado. Essas fontes são cada vez mais indispensáveis para a sustentabilidade econômica e ambiental (CHISTI, 2007; IPCC, 2014). Um dos pilares do desenvolvimento sustentável é o aproveitamento consciente dos recursos energéticos naturais. O crescimento econômico brasileiro demanda o uso crescente de energia. Para o desenvolvimento ser sustentável, o foco precisa estar no uso de tecnologias que possibilitem a geração de energia de uma maneira eficaz e sustentável.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente composta por hidrelétricas (EPE, 2019b, 2020, 2021). Isso coloca o Brasil em uma posição de destaque do restante de mundo porque o recurso hídrico é renovável, ficando apenas atrás da Noruega na participação de renováveis na matriz elétrica nacional (MORO *et al.*, 2015). Entretanto, é dependente de condições climáticas favoráveis para manter o nível de água nos reservatórios e eventos recentes, como a escassez hídrica decretada em agosto de 2021 (ANEEL, 2021c), mostraram que a insuficiência de chuva é um problema para a geração de energia elétrica. Quando a geração hidrelétrica é insuficiente, as usinas termoelétricas são acionadas, encarecendo a

tarifa de energia para o consumidor. Além disso, a geração por hidrelétricas apresenta grandes perdas por transmissão e distribuição. No ano de 2020 as perdas corresponderam a 16,4% (107,4 TWh) da oferta interna de energia elétrica (EPE, 2021). Diante disso, torna-se imprescindível diversificar a matriz elétrica (OLIVEIRA; SILVA; ALTOÉ, 2021).

O Brasil possui enorme potencial para gerar energia por meio de outras fontes renováveis, como eólica, biomassa e solar (ALMEIDA *et al.*, 2016; DESCHAMPS; RÜTHER, 2019; PACHECO, FABIANA, 2006; ZOMER *et al.*, 2017). Dentre essas fontes renováveis, a energia proveniente do sol possui características especiais, tais como a capacidade de gerar eletricidade de forma distribuída (próxima ao consumo), o que reduz as perdas na transmissão e distribuição, características da geração centralizada. Além disso, é uma geração silenciosa e que pode se integrar nas fachadas e coberturas das edificações sem ocupar área extra (ZOMER, 2010a).

Isso possibilita que as edificações, que são grandes consumidoras de energia, especialmente as edificações públicas de ensino do Brasil, tornem-se também produtoras de energia por meio de fontes renováveis integradas às suas envoltórias (BATISTA *et al.*, 2018; OLIVEIRA; SILVA; ALTOÉ, 2021). Dessa forma, as edificações podem gerar a energia que consomem, promovendo o aumento do uso de fontes renováveis para geração local.

O Governo brasileiro, com o objetivo de mitigar os problemas do alto consumo de energia por edificações educacionais e aproveitar o potencial de geração fotovoltaica do país, liberou em novembro de 2019, por meio do Ministério da Educação, R\$ 60 milhões para a construção de 852 usinas fotovoltaicas em 38 Institutos Federais, 2 Centros de Educação Tecnológica e no Colégio Pedro II (EBC, 2019). Oliveira, Silva e Altoé (2021) apontaram que a utilização de energia solar fotovoltaica já é uma realidade em diversas universidades federais, das quais 35% possuem miniusinas instaladas e 13% estão em fase de construção.

O Brasil apresenta condições climáticas favoráveis à geração de energia fotovoltaica. Os níveis de irradiação solar são elevados quando comparado a outros países como Alemanha e França onde a geração fotovoltaica é amplamente utilizada (EPE, 2013; NASCIMENTO, 2017; OLIVEIRA; SILVA, 2019, OLIVEIRA; SILVA; ALTOÉ, 2021). O uso dessa tecnologia tem crescido, devido principalmente à redução do preço dos componentes dos sistemas fotovoltaicos (NASCIMENTO *et al.*, 2019; NASCIMENTO *et al.*, 2019; ZOMER, 2014). Além disso, a geração fotovoltaica no Brasil apresenta boas expectativas para os sistemas conectados à rede, devido à possibilidade de injeção da energia excedente na rede de energia (ZOMER, 2014).

1.1 Objetivo principal

O objetivo geral desse estudo foi avaliar tecnicamente o potencial de geração fotovoltaica integrada às edificações do *campus* da Cidade Universitária da Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), em Campo Grande, MS.

1.2 Objetivos específicos

Para atingir o objeto geral, esse trabalho possui os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos da UFMS, considerando módulos fotovoltaicos de mono-Si, multi-Si e CdTe;
- Analisar os indicadores de desempenho *yield* e PR dos sistemas propostos, comparando o desempenho entre as tecnologias, por meio da simulação de duas faixas de carregamento dos inversores;
- Identificar a influência da temperatura de operação das diferentes células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas fotovoltaicos;
- Comparar o potencial de geração dos sistemas fotovoltaicos propostos versus o consumo de eletricidade;
- Estudar o balanço energético dos setores do campus e analisar se a UFMS é eletricamente autossuficiente com a compensação entre os quatro setores.

1.3 Justificativa e relevância do estudo

O consumo de energia das edificações no Brasil é elevado, sendo 50% do consumo total de energia elétrica no país (EPE, 2020c). Além disso, os problemas do sistema centralizado de geração de energia do Brasil como as perdas na transmissão e na distribuição, e o aumento contínuo da tarifa, aliados à alta demanda energética das edificações, à preocupação com o meio ambiente e com o desenvolvimento sustentável exigem que as edificações sejam consideradas não somente como consumidoras de energia, mas também como geradoras de energia em potencial (SORGATO, 2017).

Uma maneira de gerar a energia consumida pelas edificações é por meio da integração de sistemas fotovoltaicos aproveitando as características arquitetônicas das edificações. A integração de sistemas fotovoltaicos nas envoltórias dos edifícios permite geração de energia

elétrica de forma eficaz pois o centro gerador está próximo ao consumo, o que colabora para a redução nas perdas no sistema de transmissão e distribuição, além de contribuir para o valor estético da edificação (ZOMER, 2010b).

Considerando que, em 2017, o Ministério da Educação liderou o *ranking* de gasto público com energia elétrica, com orçamento de R\$ 702,5 milhões para as contas de energia das 65 Universidades Federais (ABERTAS, 2018; ALBERTO; SORGATO, 2019; CLEFF *et al.*, 2018), e com o incentivo governamental para a utilização de fontes renováveis em edificações de ensino, a problemática central dessa pesquisa é a seguinte: é possível que todo o consumo de energia elétrica do *campus* Cidade Universitária da Fundação Federal de Mato Grosso do Sul seja compensado com a geração distribuída por sistemas fotovoltaicos integrados em suas edificações?

1.4 Estrutura do trabalho

Esse trabalho está dividido em cinco partes: introdução, revisão bibliográfica, método, resultados, conclusão e considerações finais. A introdução apresentou a contextualização do tema, mostrando a importância da busca pelo uso de fontes renováveis de energia, a problemática do grande consumo de energia elétrica pelas Instituições Federais de Ensino e a oportunidade de mitigar tal problema pela integração de geração distribuída por sistemas fotovoltaicos nas edificações.

No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica utilizada para dar suporte à pesquisa. A revisão contemplou conceitos sobre a demanda energética das edificações, aspectos da matriz elétrica brasileira, a estrutura da tarifa de energia, o panorama da geração renovável, os componentes dos sistemas fotovoltaicos, os indicadores de desempenho e a apresentação de pesquisas correlatas.

O capítulo 3 trouxe o método utilizado neste trabalho: a caracterização do local e do objeto do estudo, análise do consumo de eletricidade, análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações, análise e modelagem dos sistemas fotovoltaicos e o balanço energético. Em seguida, no capítulo 4, foram detalhados os resultados e discussões da pesquisa. Finalmente, no capítulo 5 apresenta-se as conclusões obtidas por meio das análises dos resultados. O *layout* dos módulos nas coberturas das edificações da UFMS são apresentados no Apêndice e no Anexo encontram-se os *datasheets* dos módulos fotovoltaicos utilizados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Demanda energética das edificações

Mundialmente, as edificações consomem mais de um terço de energia (EPE, 2020b) . A previsão é que a energia utilizada pelos edifícios continuará crescendo (NEJAT *et al.*, 2015), com a projeção de crescimento de 60% até 2040 (KRISTIANSEN; MA; WANG, 2019). Essa situação, entretanto, pode ser agravada em países em desenvolvimento, pela tendência do aumento do Produto Interno Bruto (PIB), levando ao maior número de aparelhos elétricos, maior carga elétrica instalada e, conseqüentemente, maior uso de energia elétrica (NEJAT *et al.*, 2015). No Brasil, o consumo de eletricidade das edificações residenciais, comerciais e públicos foi em torno de 50% (EPE, 2020a).

Entretanto, a pandemia da Covid-19 tem impactado e alterado o consumo dos edifícios, visto que o consumo de eletricidade em edificações públicas diminuiu, e nas edificações residenciais aumentou devido ao trabalho remoto. Entretanto, no geral, a redução do consumo de eletricidades nos locais de trabalho foi balanceada pelo aumento do consumo residencial. Na Austrália, a demanda de eletricidade foi cerca de 2% menor depois que o crescimento da demanda residencial quase totalmente compensou as quedas na demanda comercial (IEA, 2020).

Porém, as edificações são responsáveis por considerável consumo energético, e podem desempenhar um papel extremamente importante nas estratégias de desenvolvimento sustentável, reduzindo o consumo de energia (DANNY *et al.*, 2013).

Políticas energéticas, tais como regulamentos de eficiência energética para edificações, incentivos fiscais e certificações, têm sido implementadas em todo o mundo com o foco de reduzir tal consumo visando o desenvolvimento sustentável. Essas políticas podem ser extremamente bem-sucedidas como soluções para o alto consumo de energia das edificações se forem respeitadas as particularidades de cada lugar e também se se tornarem obrigatórias gradativamente (NEJAT *et al.*, 2015).

A Organização das Nações Unidas afirmou que existem muitas formas de reduzir o uso de energia tanto para novos quanto para antigos edifícios; todavia essa redução não acontece sem a intervenção de políticas públicas (UNEP, 2009). Na Europa, os países têm buscado leis para atender as exigências da União Europeia com respeito a eficiência energética. Umas

dessas medidas foi a Diretriz para Desempenho Energético em Edificações (EPBD – *Energy Performance in Buildings Directive*) que, em 2002, introduziu a etiquetagem nos edifícios, e em 2010, incluiu requisitos específicos para medição e controle (AHMAD *et al.*, 2016).

Nesse contexto, uma proposta tem se destacado com diversos estudos acadêmicos a respeito: as Edificações de Energia Zero (EEZ). As EEZ são edificações energeticamente eficientes cuja demanda de energia é suprida por fonte renovável produzida no local, possibilitando um melhor custo-benefício como sistema sustentável (KOLOKOTSA *et al.*, 2010; KURNITSKI *et al.*, 2011; LUND *et al.*, 2011). As EEZ podem ser vistos com uma solução para resolver a questão energética das edificações, contribuindo para a preservação do meio ambiente (DENG; WANG; DAI, 2014).

2.2 Edificações de Energia Zero

As Edificações de Energia Zero (EEZ) surgiram como solução para o alto consumo dos edifícios e ganharam grande atenção internacional nos últimos anos, porque se baseiam na geração local e renovável de energia que tenha o balanço energético favorável entre a geração e o consumo. Essa abordagem tem sido considerada como a meta para os edifícios no futuro (DANNY; YANG; LAM, 2013; KOLOKOTSA *et al.*, 2019; KYLILI; FOKAIDES, 2020; MARSZAL *et al.*, 2011).

As EEZ combinam construção altamente eficiente, a fim de minimizar a demanda elétrica, com a geração de eletricidade renovável no local, podendo ser de diversas fontes, incluindo sistemas fotovoltaicos instalados nas coberturas. A edificação pode estar conectada na rede ou não, obtendo assim um sistema conectado à rede ou desconectado da rede. A vantagem do sistema conectado à rede é poder injetar o excesso de energia gerada na rede e, caso necessário, importar energia da rede para suprir a necessidade.

As EEZ não são apenas um conceito para um futuro distante, mas uma solução realista para a redução do consumo de energia do setor das edificações, não apenas as que serão construídas, mas especialmente as existentes (CHAI; HUANG; SUN, 2019; MARSZAL *et al.*, 2011). Há uma tendência no crescimento das EEZ pois são um ponto chave para diminuir o alto consumo dos edifícios, combatendo, além disso, o problema do uso indiscriminado dos recursos naturais e contribuindo para a preservação do meio ambiente (DANNY H W; YANG; LAM, 2013; LIU, ZHIJIAN *et al.*, 2019).

2.2.1 Definições

O conceito de Edificação de Energia Zero baseia-se no balanço energético nulo entre a energia gerada por meio de um sistema renovável próprio da edificação e a energia consumida anualmente (PACHECO, GHISI e LAMBERTS; 2013). Existem várias definições para EEZ. Na maioria dos casos referem-se somente à energia que é usada na operação do edifício. Uma definição simples, as EEZ são edificações conectadas à rede que tenha a quantidade da geração de energia igual à quantidade do seu consumo e os meios de geração renovável podem ser instalado ou não junto à edificação (SALOM *et al.*, 2014). Laustsen (2008) apontou algumas definições para as EEZ:

- 1) Edificações de Energia Zero Isoladas: edificações que não necessitam da rede de energia por possuírem um sistema de armazenamento de energia;
- 2) Edificações de Energia Positiva: edificações que geram mais energia do que consomem em um ano;
- 3) Edificações de Zero Emissões de Carbono: edificações que em um ano não usam energia que gera emissão de dióxido de carbono (produzem energia livre de CO₂ suficiente para abastecerem completamente seu consumo);
- 4) Edificações de Energia Líquida¹ Zero (EELZ): são edificações que ao longo de um ano geram a mesma quantidade de energia que demanda da rede de energia elétrica por meio de um sistema de geração renovável.

É fundamental projetar a geração de energia para gerar toda a demanda para que seja possível equilibrar a produção com o consumo de energia (MARSZAL, ANNA JOANNA; HEISELBERG, 2011). A maioria das definições europeia e norte-americanas de EEZ adotam o período de um ano para obter o balanço de energia líquida (MARSZAL, A J *et al.*, 2011; ZHANG *et al.*, 2016). Quanto à geração da energia renovável, há opção de geração local ou remota.

O conceito de EEZ pode ser aplicado para residências e comerciais desde que possuam as necessidades energéticas reduzidas de tal forma que o balanço energético possa ser obtido pela geração local renovável. Para os autores Torcellini, Pless e Deru (2006) as EEZ envolvem duas estratégias: diminuir o consumo de energia por meio da eficiência energética e geração de eletricidade por meio de energias renováveis para atender a demanda energética.

¹ A energia líquida é a diferença entre a energia gerada por energia renovável e a energia consumida em uma Edificação conectada à rede (HERNANDEZ; KENNY, 2010). É importante destacar que essa definição não é unânime entre os autores consultados.

Os autores Liu *et al.* (2019) defendem que o balanço de energia para classificação como EEZ pode ser alcançado por meio de medidas de eficiência energética que impactam na redução do consumo e pela geração de energia elétrica por fontes renováveis de energia. Uma das principais fontes dessa geração é a solar fotovoltaica, que pode ser integrada à envoltória das edificações e cujos componentes convertem a irradiação solar em eletricidade localmente. Logo, os componentes fundamentais para EEZ são a eficiência energética unida com a geração de energia renovável.

Os autores Hernandez e Kenny (2010) afirmaram que as definições históricas de energia zero foram principalmente relacionadas a energia utilizada na operação da edificação, tais como: aquecimento, resfriamento, ventilação, iluminação. O termo energia líquida zero é frequentemente usado para descrever o balanço anual de energia de uma edificação conectada à rede, porém não considera a energia incorporada nos materiais construtivos. O termo energia líquida considera toda a energia envolvida na edificação tanto a utilizada na operação quanto a energia incorporada nos materiais (abordagem do ciclo de vida).

Para Deng, Wang e Dai (2014) e Kylili e Fokaides (2020), as EEZ são edificações que não possuem emissões de carbono, isso acontecendo pela redução da demanda energética da edificação e compensação das emissões por meio de fontes renováveis. É esperado que as EEZ contribuam muito para o futuro com a eficiência energética, conservação de energia e a intensificação do uso de energias renováveis (KYLILI; FOKAIDES, 2020). Desse modo, as EEZ têm um elevado potencial na mudança do conceito de edificação, visto que quando a demanda energética da edificação é reduzida, seja pela implementação de tecnologia ou por melhores práticas de uso, a edificação torna-se uma referência do uso sustentável de energia.

Segundo Sartori, Napolitano e Voss (2012), o ponto central da definição é o balanço energético, o qual se baseia na diferença entre a energia é gerada e a energia é consumida. Como a edificação gerará a própria energia a ser utilizada, há um outro benefício das EEZ: elas desempenharão um importante papel frente às mudanças climáticas, tendo em vista que a produção de energia local tem um impacto mínimo quando se comparado a produção de energia centralizada (ROBERT; KUMMERT, 2012). Logo, observa-se a importância da geração local de energia elétrica frente a geração centralizada.

Para Baetens *et al.* (2012) e Saber *et al.* (2014), a Edificação de Energia Líquida Zero (EELZ) visa encontrar uma combinação de eficiência energética e integração de geração de energia renovável local. O conceito de EELZ é tido também como uma evolução de edificações

em direção à eficiência energética. Mesmo que a edificação consuma energia elétrica da rede em algum momento, posteriormente a energia é injetada na rede (KAPSALAKI; LEAL; SANTAMOURIS, 2012). A edificação de energia líquida zero é definida pelo balanço de energia anual menor ou igual à zero (GOMES, 2021).

Uma definição avançada de EELZ é uma edificação com baixa demanda energética projetada com materiais que diminuam a necessidade de energia e que gere a energia necessária localmente por uma fonte renovável. Toda energia elétrica que não é consumida é injetada na rede da distribuidora de energia. A rede pode ser usada como uma fonte de energia e para a injeção da mesma em caso de excesso de produção (CELLURA *et al.*, 2014).

Kolokotsa *et al.* (2010) definiram a EELZ como uma edificação com vários requisitos de desempenho para redução da demanda energética, proporcionando conforto aos usuários e redução do custo de construção e operação da edificação. Tais requisitos incluem a melhoria do isolamento, a utilização de equipamentos de aquecimento e resfriamento mais eficientes, o uso de energias renováveis que podem vir de sistemas solares térmicos, sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos. Com isso, há a redução da energia necessária à edificação e a energia que ainda for requerida será gerada por fontes renováveis (DANNY; YANG; LAM, 2013; MILAN; BOJESEN; NIELSEN, 2012).

Os autores Kristiansen, Ma e Wang (2019) mostraram os conceitos de EEZ conforme o Departamento de Energia dos Estados Unidos. Tal conceito considera que as EEZ podem ou não ser conectados à rede (os conectados são chamados de *Net Zero Energy Buildings*). Além disso, diferencia uma Edificação de Energia Zero (consumo de 0 kWh de energia primária) de uma Edificação de Energia Quase Zero (consumo de até 50 kWh/m²/ano de energia local). Os autores, concordando com Deng, Wang e Dai (2014), diferenciam as EELZ da seguinte maneira:

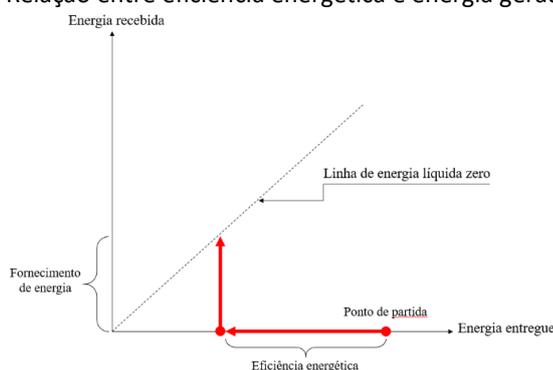
- EELZ – Emissões: refere-se a uma edificação que gera energia renovável suficiente para cobrir todas as emissões referentes à energia líquida;
- EELZ – Custo: o proprietário tem custo zero de energia líquida;
- EELZ – Local: edificação que gera no mínimo a quantidade de energia que consome.

Para Sartori, Napolitano e Voss (2012), é necessário levar em consideração a energia gasta para a produção dos sistemas de geração renovável (energia incorporada) e reduzir a demanda de energia por meio de medidas de eficiência energética. Essas medidas em alguns

locais são de extrema necessidade pelas restrições que a geração de energia está sujeita, como pequena área disponível para instalar os sistemas fotovoltaicos em locais com alta densidade populacional. Ressaltaram ainda que a energia injetada não é a energia gerada devido ao autoconsumo.

Nielsen e Möller (2012) mostraram que as medidas de eficiência energética nas edificações são de extrema importância pois reduzem a energia consumida pela edificação e consequentemente reduz o tamanho do sistema renovável de energia que gerará a energia para a edificação. A Figura 1 mostra que quanto mais medidas de eficiência energética forem implementadas menos energia será consumida pela edificação.

Figura 1. Relação entre eficiência energética e energia gerada em EEZ



Fonte: adaptado de Nielsen e Möller (2012)

Marszal e Heiselberg (2011) têm a mesma posição quanto à necessidade das medidas de eficiência energética, porém pontuaram que mesmo edificações existentes onde tais medidas não possam ser implementadas, aplica-se ainda o conceito de edificação de energia zero quando toda energia demandada é gerada por fonte renovável, com balanço energético anual nulo. Lund, Marszal e Heiselberg (2011) levantaram o descompasso entre o pico de geração fotovoltaica, que se dá quando há maior irradiação solar, e a hora na qual a energia é demandada em quantidade maior dos edifícios residenciais. Esse descompasso existe porque o horário no qual a produção de energia é maior é em torno de meio dia, e quando se considera edifícios residenciais o maior consumo é no horário noturno. Anualmente a edificação pode ter o balanço energético zero, porém em alguns horários do dia há o descompasso entre a geração e a demanda energética. É importante destacar que essa realidade é válida em edifícios residenciais, nos quais o pico de consumo geralmente ocorre a noite e a produção de energia ocorre durante o dia. Em edifícios comerciais isso não ocorre porque ao mesmo tempo que a geração e o consumo de eletricidade ocorrem simultaneamente.

Lu, Wang e Shan (2015), Marszal *et al.* (2011), Milan, Bojesen e Nielsen (2012), Laustsen (2008), Nielsen e Möller (2012), Sartori, Napolitano e Voss (2012) afirmaram que, apesar do conceito de EEZ ter sido amplamente discutido, ainda falta uma definição única. A falta dessa definição única leva os projetos a não serem tão bem executados. Por exemplo, os autores divergem se uma edificação existente pode ser considerada de energia zero, obtendo somente o balanço energético nulo, ou se é necessário aplicar conceitos de eficiência energética na edificação. Ou somente uma edificação projetada para ser de energia zero pode ser assim considerada. Diante disso, uma definição clara ajudará a desenvolver estratégias e a obter um controle sobre as EELZ. É válido notar que há um consenso de definição nos autores Cellura *et al.* (2014), Kolokotsa *et al.* (2010), Lund; Marszal; Heiselberg, (2011), Torcellini *et al.*, (2006). Os quais pontuaram a necessidade de medidas que reduzam a necessidade energética, e que a energia resultante (que não foi possível reduzir) seja suprida por meio de energia renovável gerada localmente.

Marszal *et al.* (2011) pontuaram que deve existir uma definição clara e mundialmente aceita compreendendo os seguintes requisitos: balanço energético, período do balanço energético, tipos de energias renováveis e conexão com a rede de energia elétrica. Marszal *et al.*, (2011), Sartori, Napolitano e Voss (2012) trouxeram uma ampla discussão sobre o tema apontando um caminho para a melhor definição tendo o balanço energético como aspecto dominante, mesmo havendo divergências no tipo de balanço energético a ser aplicado.

2.2.2 Estudos sobre EEZ

Muitos países já reconhecem que o caminho mais sustentável para a construção civil são os EEZ, obtidos por meio da aplicação da eficiência energética e de sistemas renováveis para gerar a energia. Diante disso, há exemplos de edifícios comerciais e residenciais na Dinamarca, Hong Kong, Las Vegas, Madrid e Xangai (DANNY H W; YANG; LAM, 2013).

Lee *et al.* (2014) apresentaram a edificação do Centro de Pesquisa de Mudanças Climáticas de como uma EEZ da Coreia do Sul. Essa edificação foi projetada para ser de energia zero e possui a área total de 4.117 m². Nessa edificação, foi utilizada geração fotovoltaica com módulos de silício policristalino e silício amorfo instalados na fachada e na cobertura em uma potência total de 116,2 kWp, além de medidores de energia e sensores. O balanço energético foi avaliado no período de abril de 2011 até março de 2012. A potência total gerada foi de

105.267 kWh e a potência total consumida foi de 104.602 kWh, sendo a geração 0,6% maior que o consumo, alcançando assim o objetivo de energia zero.

Saber *et al.* (2014) transformaram uma edificação existente em uma Edificação de Energia Zero adotando materiais construtivos, sistemas de ventilação e de iluminação eficientes e gerando energia por meio da geração fotovoltaica. Na geração, foram empregadas as tecnologias de silício policristalino, silício monocristalino, heterojunção com camada fina intrínseca, filme fino amorfo e disseleneto de cobre, índio e gálio em sistemas fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid*. Ao todo, a potência instalada foi de 190 kWp. O sistema foi simulado pelo programa *EnergyPlus* para avaliar as condições de sombreamento mais realistas. Foram analisados três modelos de simulação (modelo simplificado, modelo de um diodo e modelo sandia) e os resultados foram comparados com os dados medidos. A comparação dos resultados da modelagem com os dados medidos mostrou que o modelo de um diodo e sandia poderiam prever a potência de saída real dos módulos, mas ainda há necessidade de melhorias, considerando os dados meteorológicos mais realistas e apontando outras fontes de perda de energia nos módulos. Em todos os modelos simulados, o resultado da geração de energia foi maior que o consumo da edificação. O balanço energético foi analisado no período de janeiro de 2012 até dezembro de 2012, tendo o sistema fotovoltaico gerado 201 MWh e a edificação consumido 192 MWh, o que mostra que o sistema gerou 5% a mais de energia, cumprindo os requisitos de uma EEZ.

No estudo de Lund, Marszal e Heilselberg (2011), realizado na Dinamarca, foram analisadas quatro estratégias de geração de energia para uma edificação: (1) sistema com módulos fotovoltaicos; (2) sistema com turbina eólica; (3) sistema híbrido com módulos fotovoltaicos e coletor térmico e (4) sistema híbrido com turbina eólica e coletor térmico. Os estudos verificaram que em todos os casos há o descompasso entre a produção de energia e o seu consumo. Esse descompasso foi contabilizado, sendo chamado pelos autores de *fator de descompasso*. Caso o fator fosse maior que 1,0 devia-se aumentar a produção de energia elétrica. Se o fator fosse menor que 1,0, devia-se diminuir a produção de energia elétrica, a fim de obter o equilíbrio.

Comodi *et al.* (2015) analisaram uma EEZ na Itália. A edificação possuía um sistema fotovoltaico com a potência instalada de 20 kWp, duas baterias de 5,8 kWh, além de sistemas de energia térmica. As baterias permitiram maximizar a quantidade de energia armazenada de modo a reduzir a quantidade de energia importada da rede e tendo como consequência o

aumento da autossuficiência elétrica. Os resultados mostraram que o sistema com o armazenamento elétrico e térmico proporciona uma redução nos custos de energia.

Sorgato, Schneider e Rütther (2017) analisaram aspectos econômicos e técnicos da possibilidade de substituição de materiais arquitetônicos convencionais da fachada e telhado de uma edificação por módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio vidro-vidro integrados à edificação, em seis cidades brasileiras. Foi verificado que o clima das cidades influencia diretamente o uso do condicionador de ar, aumentando a energia consumida pela edificação. Porém, ao mesmo tempo, aumenta também a geração de energia pelos módulos fotovoltaicos. A metodologia utilizou o programa *PVSyst* para simular a geração fotovoltaica considerando parâmetros tais como: (1) perdas térmica: $20\text{W}/\text{m}^2\text{K}$; (2) perdas ôhmicas: 1,5%; (3) perda de qualidade do módulo: 2,5%; (4) perda do *mismatch*: 0,8%; (5) efeito da incidência do ângulo: 0,05; e (6) fator de degradação: 0,4%, entre outros. O programa *EnergyPlus* foi utilizado para a simulação híbrida com a ventilação natural nos períodos de conforto térmico e com a ventilação forçada nos períodos complementares. Os resultados mostraram que é possível atender à demanda energética da edificação em todas as cidades estudadas utilizando os módulos fotovoltaicos e, com o decaimento do preço, o uso dos módulos não será apenas uma inovação, mas trará benefícios econômicos. As considerações sugeridas no estudo devem ser seguidas durante a concepção do projeto.

Wittkopf *et al.* (2012) estudaram a integração de módulos fotovoltaicos na cobertura de um edifício a fim de verificar a geração de energia local comparando com o consumo energético. O sistema fotovoltaico instalado foi de 142,5 kWp com módulos de silício policristalino instalados seguindo a inclinação do telhado, mas distantes 30 centímetros dele, permitindo a circulação de ar. O estudo feito após os primeiros 18 meses do sistema fotovoltaico resultou em um *performance ratio* (PR) de 0,81. As perdas médias de capturas foram de 0,58h/d (cerca de 5%), principalmente devido às altas temperaturas dos módulos. O sombreamento trouxe perdas ao sistema, e verifica-se que, caso não houvesse tal sombreamento, o PR poderia ser 7% maior. O valor estimado para a geração foi 15% maior que o valor real obtido, indicando provável incerteza dos dados meteorológicos. Agrawal, Saxena e Rao (2017) apresentaram alguns dos programas que podem ser utilizados em pesquisas e estudos de EEZ e suas respectivas aplicações, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Programas utilizados para simular sistemas fotovoltaicos

Programa	Desenvolvedor / País	Recursos
<i>PVSyst</i>	PVSyst AS / Suíça	Programa pago. Pode ser utilizado para dimensionar e projetar o sistema fotovoltaico, para análise de sombreamento, para simulação do desempenho, para utilização de sistemas de armazenamento e em estudo detalhado de perdas e análise de dados etc.
<i>PVSOL</i>	ValenTin Programa / Alemanha	Programa com versões gratuitas e pagas que faz simulação dinâmica com visualização tridimensional e análise detalhada do sombreamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede montados ou integrados na cobertura.
<i>HOMER Pro</i>	HOMER Energy / USA	Programa pago que permite a simulação de diversas combinações possíveis de sistemas de energia híbridos ou distribuídos com análise da viabilidade técnica e econômica. O HOMER simula a operação de uma microrrede híbrida por um ano inteiro, em intervalos de tempo de um minuto a uma hora.
<i>RETSreen Expert</i>	Governo do Canadá / Canadá	Programa que possibilita a identificação, a avaliação da produção de energia, a verificação do desempenho dos sistemas e a otimização da viabilidade técnica e financeira de projetos de eficiência energética e de energias renováveis (custos envolvidos, redução das emissões e análise de risco).
<i>SAM</i>	National Renewable Energy Laboratory (NREL) / Estados Unidos	Programa gratuito para modelagem de sistemas de geração por fontes renováveis com análise financeira. O SAM pode modelar muitos tipos de sistemas de energia renovável: sistemas fotovoltaicos normais e de alta concentração, geração eólica desde turbinas individuais até grandes parques eólicos, aquecimento solar de água, geração de energia geotérmica e combustão de biomassa para geração de energia. O programa ainda possui diversos modelos financeiros de análise dos projetos e permite modelagem 3D para análise de sombreamento.
<i>PVWatts</i>	National Renewable Energy Laboratory (NREL) / Estados Unidos	Aplicativo disponível na internet e na plataforma do SAM que estima a produção de eletricidade de um sistema fotovoltaico montado no telhado ou no solo, conectado à rede, com base em algumas entradas simples.

Fonte: adaptado de (AGRAWAL; SAXENA; RAO, 2017)

Há também estudos que utilizam o *EnergyPlus* como programa de simulação, como o de Saber et al. (2014). Eles avaliaram a implementação, a viabilidade e as implicações práticas de módulos fotovoltaicos com um enfoque específico em sistemas fotovoltaicos no local no clima tropical de Cingapura. Foram simulados três modelos: simplificado, um diodo e Sandia. Os resultados mostraram que o modelo simples resultou na maior geração (no horário previsto, o modelo simplificado variou entre 37% e 69%, enquanto esse percentual ficou entre 21% e 53% para o de um diodo e de 37% a 59% para o Sandia. O resultado da geração era esperado uma vez que o manual do EnergyPlus evidencia as limitações do modelo Simples). Os autores concluíram que os modelos de um diodo e o Sandia apresentam um resultado mais preciso do desempenho do sistema, em comparação com os dados medidos, uma vez que a edificação em análise foi monitorada por 39 meses.

Fouad *et al.* (2019) relacionaram a obtenção de EEZ com os elementos ativos de geração de energia, com os elementos de sombreamento e com a economia de energia. Os autores buscaram alcançar um EEZ por meio de determinados materiais e características construtivas utilizadas em uma edificação com sistema fotovoltaico integrado. Os módulos fotovoltaicos além de gerar energia foram utilizados para reduzir o ganho de calor por conta do sombreamento. A simulação foi feita no *EnergyPlus* e considerou o clima do Egito, que possui variação de temperatura de 15°C até 31,33°C. Foram especificadas as camadas internas das paredes e da cobertura e os módulos fotovoltaicos. Realizou-se a simulação com o foco de verificar a produção de energia, analisar a iluminação interna e o ganho de calor. No total, simulou-se doze combinações diferentes de ângulo de inclinação e de fator de projeção para obter o menor consumo e máxima produção de energia visando alcançar o balanço de energia zero. As combinações foram modeladas no *SketchUp*. Verifica-se que a maior quantidade de energia foi gerada quando o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico foi de 60° e com um fator de projeção de 0,7.

Segundo Attia *et al.* (2012) é necessário haver ferramentas de simulação que apoiem a decisão arquitetônica para a construção de qualquer edificação. Para isso, os autores sugeriram um *benchmark* para habitações residenciais por meio do *EnergyPlus* que atuou como suporte aos projetistas para poderem avaliar de uma maneira rápida o desempenho energético da edificação. O benefício da simulação para os EEZ foi a possibilidade de obter a eficiência energética e atender toda a demanda de energia por meio de energias renováveis. Por isso, foi sugerida uma ferramenta de simulação energética chamada “ZEBO”, que relaciona os materiais construtivos e o consumo de energia. O resultado mostrou que o consumo foi de 19,85 kWh/m²ano em um tipo de parede, podendo ser reduzido para 16,61 kWh/m²ano alterando a transmitância. Dentre outros fatores, os autores afirmam que tal ferramenta é o caminho para obter uma edificação eficiente e de energia zero.

Wittkopf *et al.* (2012) realizaram uma análise quantitativa a fim de verificar o desempenho do sistema fotovoltaico utilizado para gerar a energia da primeira edificação de escritórios de energia zero de Cingapura. Para a coletas dos dados foram instalados sensores e um sistema de registros dos dados a fim de serem analisados. O período da coleta foi de dezoito meses e foi utilizada a ferramenta *Matlab*[®] V7.10. Os autores verificaram que os módulos fotovoltaicos têm uma geração mensal elevada e que possuem uma alta taxa de

desempenho (PR de 0,81 e média de *yield* de 3,12h/d), porém apresentam perdas devido às altas temperaturas.

Zubair *et al.* (2018) estudaram métodos para tornar a faculdade de engenharia na cidade de Majmaah na Arábia Saudita em um EELZ. A geração fotovoltaica e a energia eólica foram utilizadas em várias configurações para obter o balanço energético zero. Os programas utilizados foram o *SketchupPro* (modelagem da edificação), o *EnergyPlus* (análise da economia na carga térmica de resfriamento na edificação por meio da sombra dos módulos fotovoltaicos), o SAM (análise das perdas pelo auto-sombreamento) e o *HomerPro* (obter a configuração adequada das fontes renováveis). O tempo de funcionamento da faculdade considerado foi das 8h às 20h e as cargas térmica consideradas foram os sistemas de aquecimento e de refrigeração, a iluminação, os equipamentos de escritório (computador, impressora) e o sistema de aquecimento de água. O auto-sombreamento no sistema fotovoltaico foi analisado por meio da variação da distância entre os arranjos fotovoltaicos paralelos e observa-se a perda de 1,03% verificada na distância de 0,75m. O sistema fotovoltaico instalado possuiu potência de 2.815 MW capaz de gerar anualmente 5,3 GWh, satisfazendo assim a demanda anual da faculdade, que é de 4,96 GWh. A redução da carga de resfriamento por meio da sombra dos módulos fotovoltaicos foi de 12,3%. A geração local por meio da geração fotovoltaica permitiu a autonomia de energia da edificação do sistema nacional e a redução nas perdas na transmissão, além de reduzir a demanda energética na edificação por meio da sombra no telhado.

Freeman *et al.* (2014) validaram o dimensionamento dos resultados das simulações fotovoltaicos pelos seguintes programas: SAM, *PVWatts*, *PVSyst* e *PV*SOL*. O *PVWatts* utiliza poucos dados de entrada, mostrando-se útil somente para estimativas iniciais de sistemas fotovoltaicos. O valor padrão de perdas por sujeira do *PVSyst* e do *PV*SOL* é 0% enquanto no SAM é de 5%, o que mostra que o SAM é o único dos programas analisados que considera por *default* o impacto da sujeira na geração de eletricidade. Destaca-se que o padrão de sujeira visa mensurar o quanto a poluição do ar impede a passagem dos raios solares até os módulos solares. É concluído que o *PVWatts* subestima todos os sistemas projetados devido suas elevadas suposições de valores nos dados de entrada. O *PV*SOL* não modela corretamente sistema com um eixo de tração. Os projetistas devem levar em consideração os seguintes pontos: (1) o desenvolvimento de modelos para substituir algumas das perdas na modelagem fotovoltaica, o que permitiria uma melhor previsão do efeito de certos fatores na produção

de energia; (2) o fornecimento de uma orientação melhor sobre quais valores usar para determinadas perdas, realizando estudos para determinar valores mais representativos para uma dada característica do sistema.

Heine, Thatte e Tabares-Velasco (2019) utilizaram o SAM com o arquivo climático *Typical Meteorological Year (TMY)*², que foi usado para modelar o sistema fotovoltaico em uma edificação residencial de energia zero em quatro zonas bioclimáticas no Arizona, nos EUA, com diferentes concessionárias de energia, a fim de avaliar a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento. Foram consideradas as seguintes perdas fotovoltaicas: 5% de perdas por sujeiras; 4,44% de perdas CC na fiação; 3% de perdas do inversor; 1% de perdas na fiação CA; e 0,5% de degradação anual. Os autores concluíram que quando o sistema fotovoltaico é combinado com uma bateria grande o suficiente para manter o estado de carga em um nível alto, há uma retardação em sua degradação, eliminando a substituição no período de análise de 25 anos e tornando-o viável economicamente.

Um dos objetivos específicos da pesquisa de Gaiser e Stroeve (2014) foi comparar, em termos da geração de energia, dois programas de simulação fotovoltaica: o *PolySun* e o SAM. Os parâmetros utilizados no *PolySun* foram os seguintes: (1) orientação: sul; (2) ângulo de inclinação: 31°; (3) fração do Vento: 50%; (4) fator de sujeira: 98%; (5) fator de cabeamento: 96%; (6) fator *mismatch*: 96%; (7) fator total de desvalorização: 90,3%; e (8) degradação do sistema: 0,5%. Os parâmetros utilizados no SAM foram os seguintes: (1) orientação: sul; (2) ângulo de inclinação: 31°; (3) fator de sujeira: 98%; (4) fator de cabeamento: 96,5%; (5) fator de *mismatch*: 98%; (6) fator de qualidade do módulo: 95%; (7) fator total de desvalorização: 88,1% e (8) degradação anual do sistema: 0,5%. O SAM gerou menos energia que o *PolySun*, fornecendo um dimensionamento mais conservador do sistema fotovoltaico.

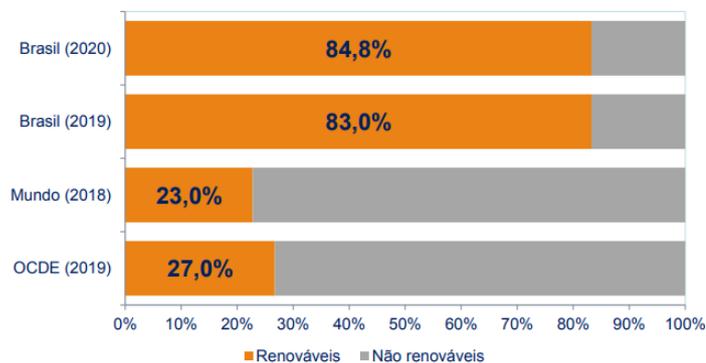
2.3 Matriz elétrica brasileira

A geração de eletricidade no Brasil foi composta, no ano de 2020, por 84,8 % de energias renováveis. Destaca-se o aumento em 61,5% da energia solar fotovoltaica, analisando a variação entre os anos 2019 e 2020. Quando se compara a participação de renováveis na matriz elétrica brasileira com a participação de renováveis na matriz elétrica

² O TMY é composto de dados dos doze meses típicos de uma série histórica (doze meses de anos distintos). Outro tipo de arquivo climático que pode ser utilizado é o *Test Reference Year (TRY)*, que apresenta dados de um ano histórico real do clima, selecionado usando um processo em que os anos da série histórica que tiveram meses com temperaturas médias extremamente altas ou baixas foram eliminados até restar apenas um ano. Isso resulta em um ano ameno que geralmente exclui condições extremas (CRAWLEY; LAWRIE, 2015).

mundial, verifica-se que o Brasil possui maior participação de renováveis em sua matriz em comparação à média mundial (23%), conforme Figura 2.

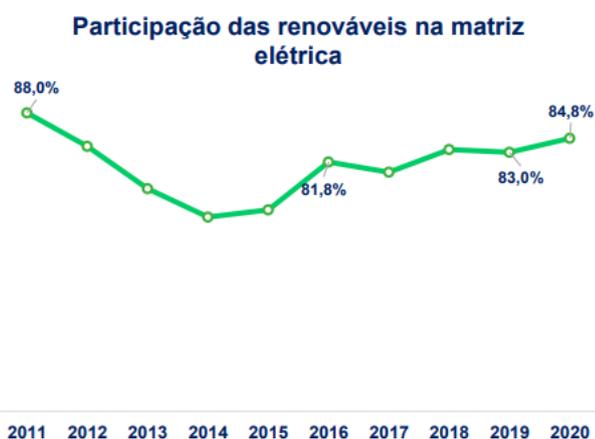
Figura 2. Participação de fontes renováveis na matriz elétrica no Brasil e no mundo



Fonte: (EPE, 2021)

Na Figura 3 é apresentado o histórico da participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira. O menor valor no período de 2011 a 2020 foi no ano de 2014, quando o uso do petróleo e seus derivados aumentou por conta da descoberta do pré-sal e pelo crescimento nas vendas dos automóveis e problemas climáticos influenciaram a geração por meio das hidrelétricas (ESTADÃO, 2015).

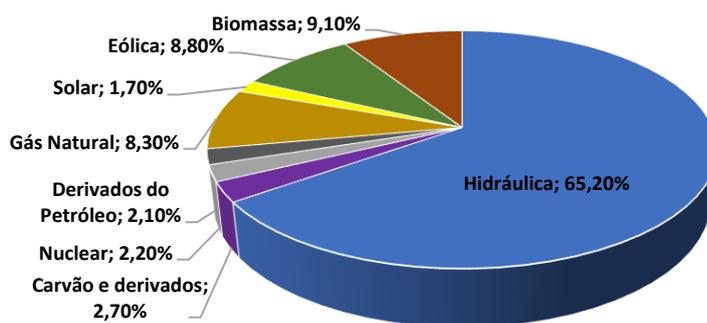
Figura 3. Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira



Fonte: (EPE, 2021)

A maior participação ocorreu no ano de 2011 (88%). Detalhando a matriz elétrica brasileira, na Figura 4 é apresentada a participação de cada fonte. É visto que a predominância da matriz elétrica brasileira é a geração hidráulica (hidrelétricas).

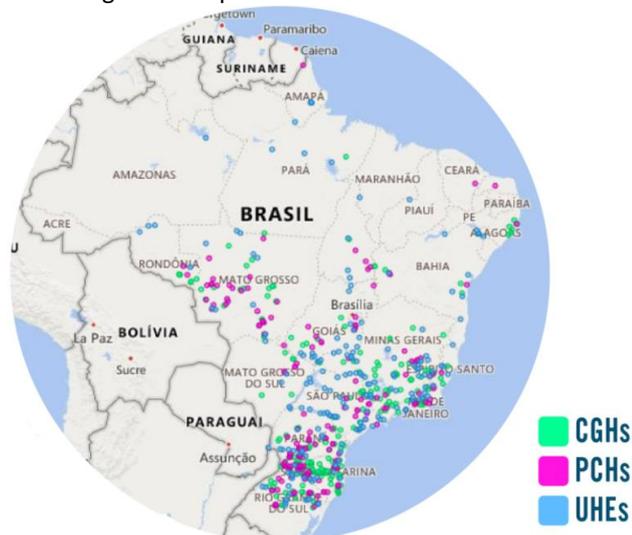
Figura 4. A participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira.



Fonte: dados de (EPE, 2021)

A geração hidrúlica é a responsável pelo Brasil ser um dos países que possui a maior participação de energias renováveis na matriz elétrica, além dos reservatórios serem baterias de energia em grande escala. Há em operação 739 centrais geradoras hidrelétricas, das quais 425 são pequenas centrais hidrelétricas e 219 usinas hidrelétricas, que são responsáveis por 109,3 gigawatts (GW) de capacidade instalada em operação. Três das usinas no país estão entre as dez maiores do planeta, a Itaipu Binacional, Belo Monte e Tucuruí. Em 2020, a energia gerada no Brasil a partir de fonte hidrúlica foi de 415.483 gigawatts-hora (ANEEL, 2021a). O mapa de todas as geradoras hidrelétricas pode ser visto na Figura 5.

Figura 5. Mapa das hidrelétricas no Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2021a)

Entretanto, essa fonte de energia depende diretamente de condições climáticas favoráveis para a geração transcorrer em condições normais. O acionamento das termelétricas impacta diretamente o preço da energia e a torna mais cara (ALMEIDA *et al.*,

2016; ERBER, 2019; OLIVEIRA; SILVA; ALTOÉ, 2021). Somado a esse cenário, a construção de novas hidrelétricas traz impactos ao meio ambiente devido ao alagamento necessário para a construção dos reservatórios. Diante disso, Mendes (2005) ressaltou que as consequências são nítidas na fauna e flora, trazem perdas irreversíveis nas culturas locais, além de forçar a retirada dos moradores. Os impactos sociais, ambientais e econômicos são irreversíveis e as tentativas de minimizá-los não são suficientes.

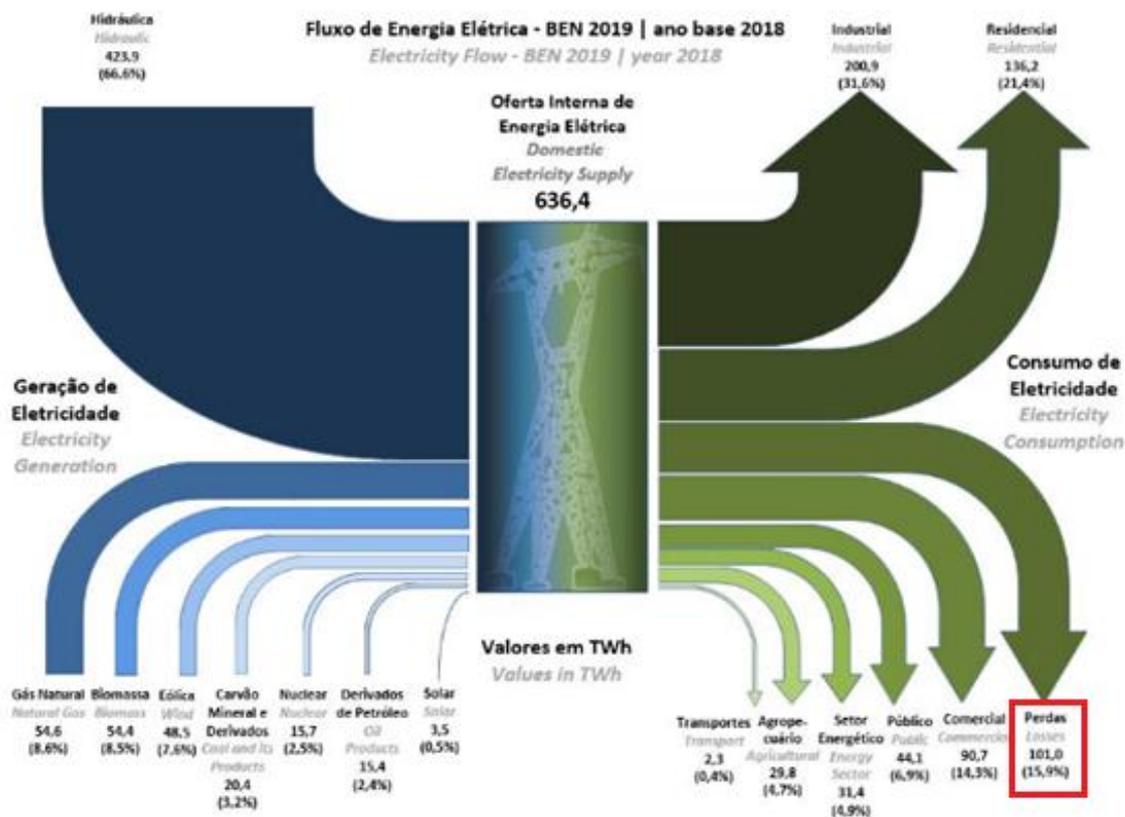
Na Figura 6(a) é apresentado o esquemático de um sistema de geração de energia centralizada, como acontece majoritariamente no Brasil com a geração de grande porte acontecendo nas hidrelétricas. A energia gerada nas usinas é transmitida e distribuída, sendo transportada até o consumidor final por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é um sistema hidro-termo-eólico de produção e transmissão da energia elétrica. O SIN possui subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), que se conectam por meio da rede de transmissão levando energia até o destino (consumidores finais), conforme é mostrado na Figura 6(b).



As perdas no transporte da energia das centrais geradoras até os consumidores finais pelo SIN são grandes, ocasionando desperdício. Em 2018, as perdas no Brasil foram de 15,9%, equivalendo a 101 TWh (EPE, 2019), conforme Figura 7. No ano de 2020 as perdas corresponderam a 16,4% (107,4 TWh) da oferta interna de energia elétrica (EPE, 2021). Para evitar a construção de novas hidrelétricas que trarão tais danos, é necessário buscar

alternativas para a geração de energia, tanto em pequena escala e quanto em grande escala. Uma alternativa é a geração distribuída, que é definida como a inserção de novas fontes de energia de maneira distribuída no sistema elétrico (LOPES; FERNANDES, 2015).

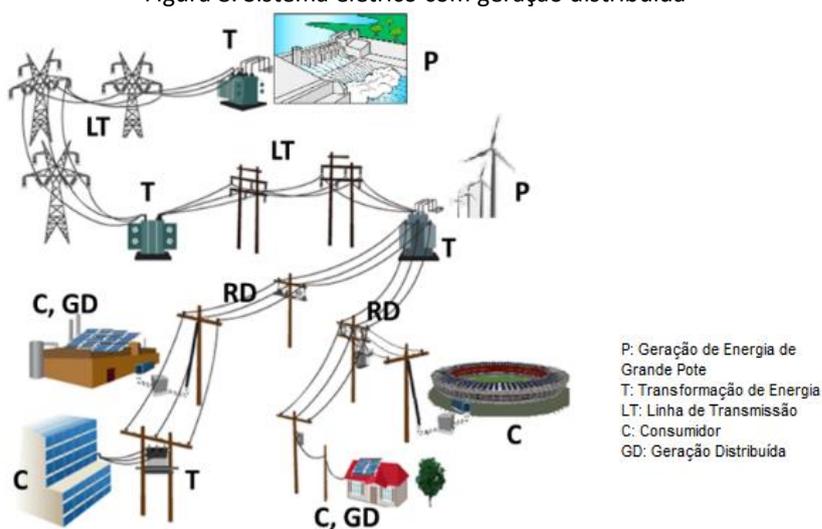
Figura 7. Fluxo de Eletricidade



Fonte: adaptado de (EPE, 2019)

Guedes (2006) ressaltou as vantagens da geração distribuída, tais como: a redução do custo de transporte, a redução da necessidade da ampliação do sistema de transmissão, o tempo de instalação reduzido, a elevação dos níveis de tensão no local de conexão, alternativas para o aumento do consumo, alta eficiência, independência do sistema centralizado de geração, aproveitamento das instalações do consumidor, como no caso de geração fotovoltaica utilizando a envoltória de edificações. A representação de sistema elétrico com geração distribuída é apresentada na Figura 8.

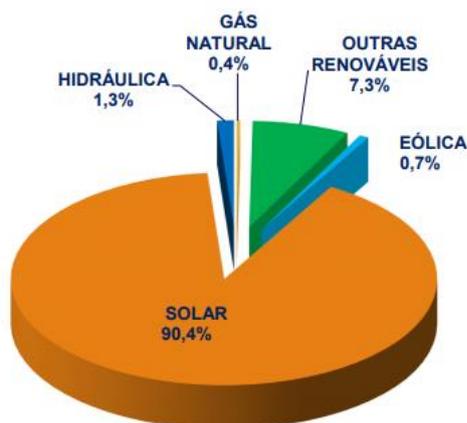
Figura 8. Sistema elétrico com geração distribuída



Fonte: (CEMIG, 2019)

No ano de 2020 houve um aumento de 137% na geração distribuída no Brasil em comparação com o ano de 2019, totalizando 5.269 GWh de geração. A Figura 9 apresenta a parcela de cada fonte na geração distribuída.

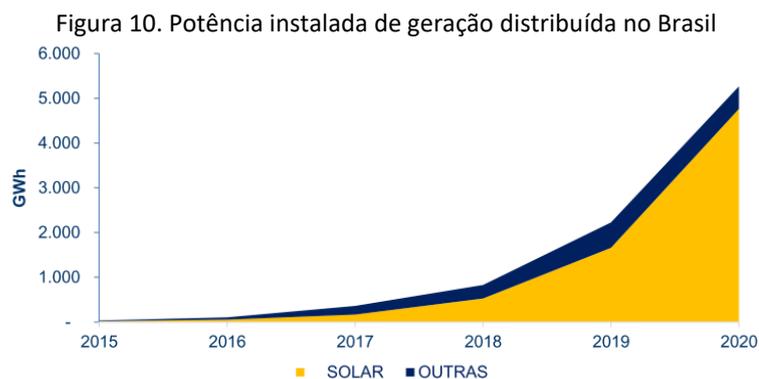
Figura 9. Participação de cada fonte na geração distribuída em 2020



Fonte: (EPE, 2021)

Analisando a Figura 9, observa-se a predominância da geração solar fotovoltaica, sendo a maior fonte da geração distribuída do país. De fato, essa forma de geração cresceu consideravelmente no país, tendo em vista as Resoluções Normativas da ANEEL sobre geração solar e a redução do preço dos componentes do sistema fotovoltaico.

A Figura 10 apresenta a evolução da geração distribuída de 2015 a 2020. Houve um crescimento praticamente exponencial, especialmente devido à geração solar fotovoltaica.



2.4 Estrutura da tarifa de energia elétrica no Brasil

Os usuários da rede de distribuição de energia são divididos em dois grandes grupos: Grupo A (tensões superiores a 2,3kV) e Grupo B (tensões inferiores a 2,3kV). A diferença entre eles é o nível de tensão recebido: caso a tensão seja superior a 2,3 kV o consumidor se enquadra no Grupo A; caso a tensão seja inferior a 2,3 kV o consumidor se enquadra no Grupo B. Ao grupo A pertencem consumidores atendidos em alta tensão (entre 2,3 kV a 230 kV) com as seguintes subdivisões:

- A1: Tensão igual ou superior a 230 kV;
- A2: Tensão entre 88 kV e 138 kV;
- A3: Tensão em 69 kV;
- A4: Tensão entre 2,3 kV e 44 kV; e
- AS: Tensão inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo).

O grupo B é composto por unidades consumidoras com tensão inferior a 2,3 kV, que são subdivididos nos seguintes grupos:

- B1 é o residencial;
- B2 é o rural;
- B3 engloba as demais classes (ou seja, não residencial nem rural); e
- B4 é a iluminação pública.

A estrutura tarifária é definida como um conjunto de regras aplicadas ao faturamento no mercado de distribuição de energia. A distribuidora de energia elétrica é retribuída conforme os serviços prestados, que são a disponibilização do meio físico e o fornecimento de energia elétrica para os consumidores e para outras distribuidoras. A disponibilização do

meio físico é remunerada pela Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). O fornecimento de energia elétrica é remunerado pela Tarifa de Energia (TE). Esse custo só é vinculado aos consumidores cativos – os que optam pelo mercado livre estão isentos da TE. Tanto a TUSD quanto a TE possuem encargos Setoriais que têm como objetivo implementar as políticas do Setor energético. A TUSD possui tanto parcela de R\$/kW quanto de R\$/MWh, já a TE possui apenas a parcela de R\$/MWh.

A Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL divide o dia em horário de ponta (P), horário fora de ponta (FP) e horário intermediário (IN). O horário de ponta é o período composto de três horas consecutivas definidas pela concessionária de energia considerando a curva de carga e exclui os sábados, domingos e feriados nacionais. A hora imediatamente anterior e a imediatamente posterior ao horário de ponta formam o horário intermediário e as demais horas pertencem ao horário fora de ponta, conforme Figura 11.

Figura 11. Horário Ponta, Fora Ponta e Intermediário



Fonte: (ANEEL, 2010)

Os clientes do Grupo A, dependendo do horário, para fins de tarifação, são classificados nas categorias azul e verde. A tarifa azul faz diferenciação nos valores aplicados para consumo de energia elétrica na ponta e fora de ponta, além de possuir tarifas diferenciadas de demanda no horário na ponta e fora de ponta. Caso o valor da demanda exceda 5% o valor do valor contratado, é pago um valor de ultrapassagem, que são diferenciados pelo horário de ponta e fora de ponta. A tarifa azul só é aplicada aos consumidores atendidos pelas concessionárias locais e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa verde, diferentemente, possui um valor de demanda independentemente da hora do dia e valores para o consumo de energia no horário de ponta e fora de ponta. Caso haja ultrapassagem na demanda de 5% da demanda contratada, é cobrada a parcela de ultrapassagem de modo semelhante à cobrança da tarifa azul, porém somente com uma demanda de ultrapassagem e uma demanda medida (ANEEL, 2010b). Para clientes do Grupo A também há a incidência de parcela referente a energia reativa que reflete diretamente o fator de potência (a cobrança é feita quando o fator de potência é inferior a 0,92).

Os clientes do Grupo B não pagam por demanda contratada nem há divisão de consumo de acordo com horário, sendo a cobrança apenas sobre o consumo de energia. Entretanto, tais clientes podem optar pela tarifa branca, com tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com a utilização nas horas do dia, ou seja, se o consumidor conseguir reduzir o consumo de energia no horário de ponta, o valor pago pela energia será mais barato (ANEEL, 2010b). Existe ainda o horário especial, aplicado aos consumidores da subclasse rural irrigante ou de aquicultura, que abrange oito horas e trinta minutos durante a madrugada, no qual a carga destinada a irrigação tem desconto.

De forma geral, tanto para clientes do Grupo A quanto do Grupo B, a tarifa é composta por três custos: os custos da geração, os custos do transporte de energia até aos consumidores finais e os encargos Setoriais. Os encargos Setoriais e os tributos incidem na geração, transmissão e distribuição. Os tributos estaduais podem ter alíquotas diferentes. O custo que as distribuidoras têm são divididos em Parcela A que são os custos não gerenciáveis (compra de energia, transmissão e encargos Setoriais) e Parcela B que são os custos gerenciáveis (despesas operacionais e remuneração do investimento). A Figura 12 ilustra a porcentagem da composição do custo da energia elétrica.



Fonte: (ENERGISA, 2020)

A tarifa de energia elétrica sofre reajustes, seguindo regulamentação da ANEEL a esse respeito (ANEEL, 2010). Weiss (2017) afirma que o reajuste tarifário da energia elétrica realimenta a inflação e o aumento no custo de geração de energia no país pode influenciar negativamente o crescimento do PIB e frear a recuperação econômica. Na Tabela 2 é apresentado um comparativo entre as tarifas de energia elétrica praticadas no estado de Mato

Grosso do Sul nos anos 2019, 2020 e 2021. Destaca-se o aumento da tarifa para consumidores em baixa tensão (14,11% na TUSD e -1,49% na TE).

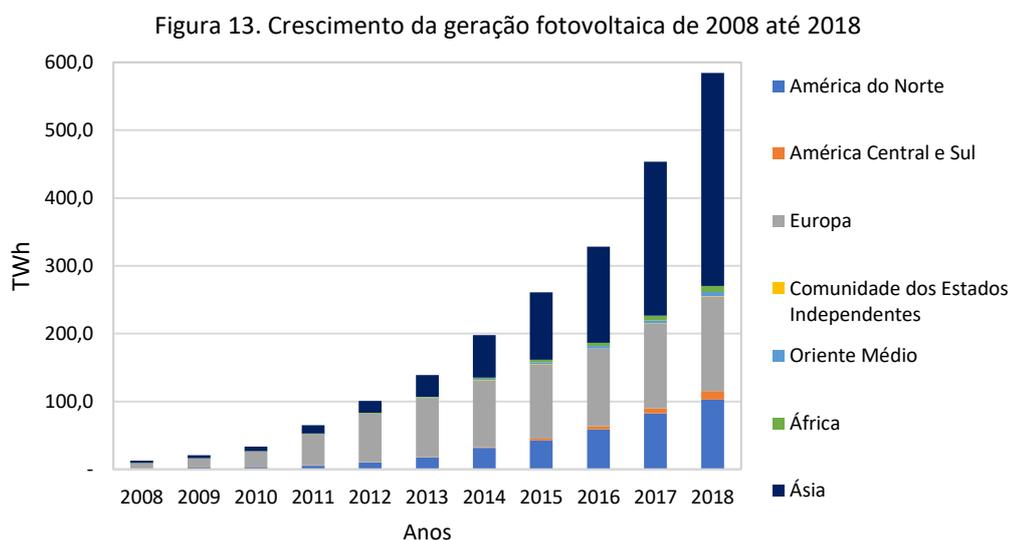
Tabela 2. Variação do preço da energia elétrica nos anos 2019, 2020 e 2021 em Mato Grosso do Sul

Grupo Tarifário	RH Nº 2.525, DE 2 DE ABRIL DE 2019			RH Nº 2.671, DE 7 DE ABRIL DE 2020			RH Nº 2.855, DE 22 DE ABRIL DE 2021			COMPARATIVO (%) 2020/2021			
	TUSD		TE	TUSD		TE	TUSD		TE	TUSD		TE	Variação
	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh	Demanda	Energia		
Baixa Tensão - B3	-	0,34295	0,2657	0,37078	0,27464	-	0,42311	0,27054	-	14,11%	-1,49%	12,62%	
Verde - A4 Ponta	-	1,43339	0,42002	1,55385	0,43501	-	1,826	0,40288	-	17,51%	-7,39%	10,13%	
Verde - A4 Fora Ponta	19,67	0,07853	0,25167	21,59	0,08255	0,2606	25,03	0,09247	0,2585	9,76%	12,02%	-0,81%	11,21%
Azul - A4 Ponta	55,81	0,07853	0,42002	60,61	0,08255	0,43501	71,5	0,09247	0,40288	8,60%	12,02%	-7,39%	4,63%
Azul - A4 Fora da Ponta	19,67	0,07853	0,25167	21,59	0,08255	0,2606	25,03	0,09247	0,2585	9,76%	12,02%	-0,81%	11,21%
Verde - A3a Ponta	-	1,43339	0,42002	-	1,55385	0,43501	-	1,826	0,40288	-	17,51%	-7,39%	10,13%
Verde - A3a Fora Ponta	19,67	0,07853	0,25167	21,59	0,08255	0,2606	25,03	0,09247	0,2585	9,76%	12,02%	-0,81%	11,21%
Azul - A3a Ponta	55,81	0,07853	0,42002	60,61	0,08255	0,43501	71,5	0,09247	0,40288	8,60%	12,02%	-7,39%	4,63%
Azul - A3a Fora Ponta	19,67	0,07853	0,25167	21,59	0,08255	0,2606	25,03	0,09247	0,2585	9,76%	12,02%	-0,81%	11,21%
Azul - A2 Ponta	19,36	0,05937	0,42002	21,25	0,05984	0,43501	24,6	0,06651	0,40288	9,76%	11,15%	-7,39%	3,76%
Azul - A2 Fora Ponta	6,34	0,05937	0,25167	7,27	0,05984	0,2606	7,81	0,06651	0,2585	14,67%	11,15%	-0,81%	10,34%

Fonte: (ANEEL, 2019, 2020,2021).

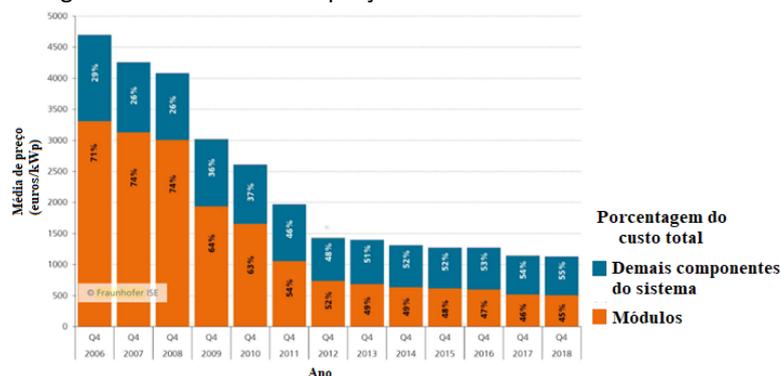
2.5 Panorama da geração renovável

Os países com economia emergente são os principais responsáveis pelo crescimento da geração fotovoltaica no mundo. Apenas no ano de 2016, China e Índia ampliaram suas gerações em 33%. A potência instalada na China no referido ano foi de 27 GW. No mesmo ano, países como Brasil, Chile, Jordânia, México e Paquistão duplicaram suas capacidades de geração. Mesmo diante do avanço, a geração fotovoltaica ainda representa apenas 1,3% da geração mundial de eletricidade. O crescimento que está sendo obtido é impulsionado pelas políticas nacionais associadas à redução do preço dos módulos fotovoltaicos (HAUSFATHER, 2017). A Figura 13 apresenta a evolução da geração fotovoltaica de 2008 até 2018 e a Figura 14 a redução do preço do sistema fotovoltaico de 2006 a 2018.



Fonte: adaptado de (BP, 2019)

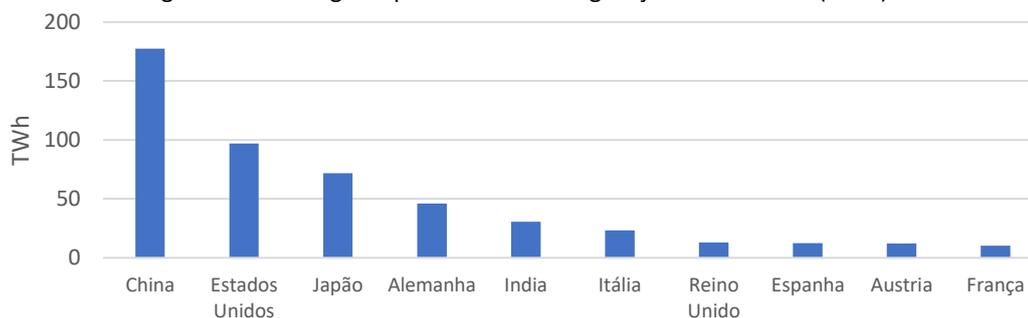
Figura 14. Decaimento do preço do sistema fotovoltaico no mundo



Fonte: adaptado de (FRAUNHOFER, 2020)

O continente Asiático foi o que teve o maior crescimento, impactado principalmente pela China, por sua população e por que houve subsídio governamental para a geração fotovoltaica distribuída, que envolve o autoconsumo e a geração fotovoltaica em grande escala (BAI *et al.*, 2019). Entre os anos de 2008 até 2015, a Europa tinha a maior participação no cenário mundial, entretanto nos anos posteriores não teve o mesmo êxito. A América do Norte manteve um pequeno porém constante crescimento. A África, o Oriente Médio, a América Central e Sul e a Comunidade dos Estados Independentes tiveram pouca participação no cenário mundial. A Figura 15 apresenta o domínio chinês na geração fotovoltaica, seguida dos Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia.

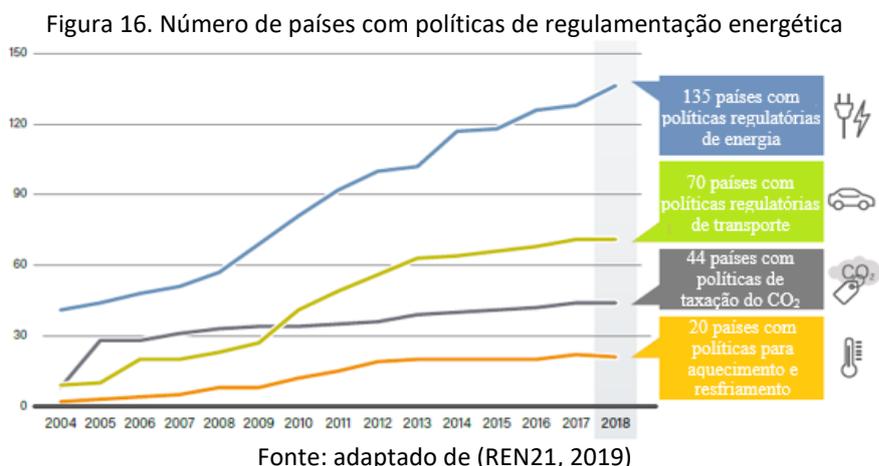
Figura 15. Ranking dos países com maior geração fotovoltaica (2019)



Fonte: adaptado de (BP, 2019)

O crescimento da geração fotovoltaica na matriz elétrica gera o aumento da participação de energias renováveis, contribuindo para uma matriz elétrica mais limpa e diversificada. Esse crescimento está sendo possível devido à união de políticas energéticas que incentivam eficiência energética, a geração renovável e à redução de custos do sistema fotovoltaico graças ao desenvolvimento tecnológico. As políticas energéticas variam, de maneira significativa, de cada país ou região. A Figura 16 mostra o número de países que

implementaram leis nos Setores de energia, transporte, aquecimento e resfriamento entre 2004 e 2018. O número de países que possuem leis na área de energia cresceu 300%.



Essas políticas foram oriundas de acordos firmados mundialmente por países que estão em busca de metas para a eficiência energética. Isso pode ser verificado na Nova Zelândia, na Austrália, na China e nos Estados Unidos, os quais propuseram reduzir toda a emissão de carbono a zero até 2050. Cabo Verde estabeleceu como meta ter toda energia oriunda de energias renováveis, e isso até 2050. A China também está implementando políticas para obter a capacidade de 680 GW de energia renovável até 2020.

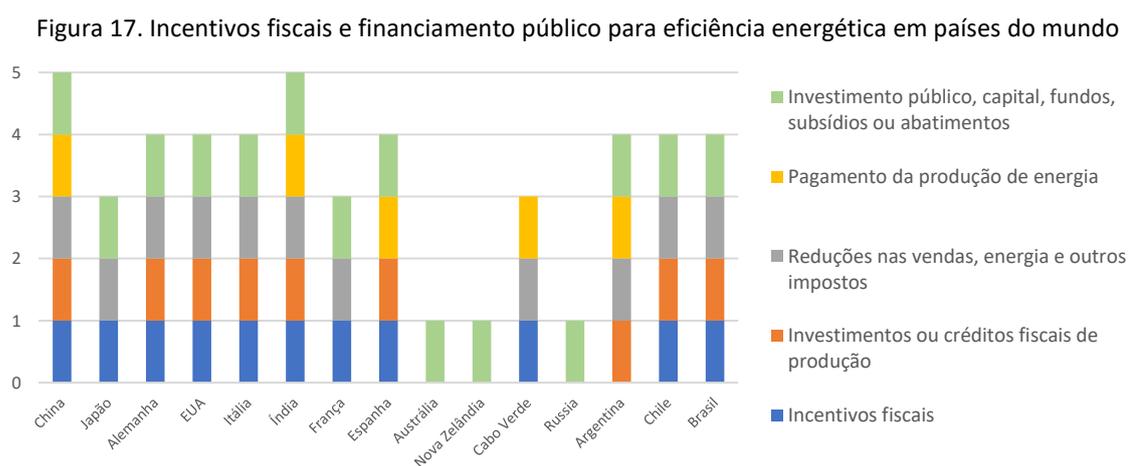
A Tabela 3 mostra alguns países que estipularam metas para a inserção da energia renovável tanto na energia primária (são aquelas que surgem depois que as primárias são transformadas, como a gasolina e o diesel) quanto na energia total. As metas mais ousadas são da Dinamarca (100% da energia total até 2050) e da Lituânia (80% até 2050). Dos países apresentados, poucos têm metas para energia primária e quase todos possuem metas de energia final (REN21, 2019).

Tabela 3. Metas de alguns países para energia renovável

País	Energia Primária	Energia Final	País	Energia Primária	Energia Final
Albânia	18% em 2020	38% em 2020	Jamaica	-	20% em 2030
Alemanha	-	60% em 2050	França	-	32% em 2030
Áustria	-	45% em 2020	Guatemala	20% em 2020	-
Belgica	9,7% em 2020	13% em 2020	Itália	-	17% em 2020
Bósnia e Herzegovina	-	40% em 2020	Estado da Palestina	-	25% em 2020
Brasil	-	45% em 2030	Lituânia	20% em 2025	80% em 2050
China	20% em 2030	-	Peru	-	15% em 2030
Dinamarca	-	100% em 2050	Portugal	-	47% em 2030
Egito	14% em 2020	-	Suíça	24% em 2020	-
Espanha	-	20% em 2020	Tailândia	-	40% em 2035

Fonte: adaptado de (BP, 2019)

Na Figura 17 e na Tabela 4 são apresentados países e seus respectivos incentivos fiscais e financiamento público para políticas de eficiência energética. Na Tabela 5 são apresentadas algumas políticas energéticas aplicadas no mundo. Na Tabela 6 são apresentados os países que possuem metas ou políticas para a energia renovável. As metas estão representadas em códigos para melhor compreensão (E = energia final e primária, P = potência, HC = aquecimento e resfriamento e T = transmissão). É possível verificar que a China e a Índia são os países que possuem todos os investimentos, pois eles são indispensáveis aos países que desejam diversificar a geração de energia.



Fonte: adaptado de (BP, 2019)

Tabela 4. Incentivos fiscais e financiamento público para eficiência energética em países do mundo

País	Incentivos fiscais	Investimentos ou créditos fiscais de produção	Reduções nas vendas, energia e outros impostos	Pagamento da produção de energia	Investimento público, capital, abatimentos fundos ou subsídios
China	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Japão	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Alemanha	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
EUA	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Itália	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Índia	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
França	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Espanha	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
Austrália	Não	Não	Não	Não	Sim
Nova Zelândia	Não	Não	Não	Não	Sim
Cabo Verde	Sim	Não	Sim	Sim	Não
Rússia	Não	Não	Não	Não	Sim
Argentina	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Chile	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Brasil	Sim	Sim	Sim	Não	Sim

Fonte: adaptado de (BP, 2019)

Tabela 5. Políticas energéticas aplicadas no mundo (continua)

Países	Legislação	Tipo de edificação	Requisitos de medição	Objetos de controle
Japão	CCREUB (1999)	Comercial	Nenhum	HVAC, iluminação, água quente e elevadores
EUA	Lei de política energética (2005)	Todas as edificações federais	Medidor de eletricidade.	Nenhum.
União Europeia	Ato de política de energia (2006)	Edificações que emitem gases do efeito estufa	Nenhum.	Nenhum.
EUA	Lei de Independência e Segurança Energética (2007)	Todas as edificações federais	Fornecer medição equivalente à EPA 2005 para gás natural e vapor.	Nenhum.
Reino Unido	O Desempenho Energético dos Edifícios (Certificados e Inspeções) (2007)	Todas as edificações	Os requisitos de coleta de dados para os DEC incentivam a instalação de medidores inteligentes. A medidores secundários pode ser necessária em alguns edifícios.	Os controles melhorarão a classificação de ativos do desempenho energético e a classificação DEC em uso.
Reino Unido	Redução de carbono (2007)	Fornecimento de eletricidade e gás	Os requisitos de relatórios incentivam a implantação de medidores inteligentes para garantir a coleta de dados rápida e precisa.	Medidas de controle que reduzem o uso de energia reduzirão os custos de compra e permissões de carbono.
EUA	Código Internacional de Conservação de Energia (2009)	Todas as edificações	Controle termostático de sistemas HVAC. Controle de tempo mínimo de 7 dias.	Controle termostático de sistemas HVAC.
EUA	Código Energético de Seattle (2009)	Todas as edificações familiares	Medição de uso final de sistemas HVAC, iluminação e diversas cargas.	Controle de umidade.
Japão	Lei de conservação de energia (2009)	Todas as edificações	Não é requerido controle ou medição específicos, porém edificações maiores de 200 m ² devem submeter um relatório de conservação de energia a autoridade local antes de fazer qualquer acréscimo de construção ou maiores alterações para provar que estão de acordo com a lei e que estão sendo implantadas as melhorias requeridas. A autoridade local também flexibiliza algumas restrições de construção para edificações energeticamente eficientes, a fim de estimular a eficiência energética.	Nenhum.
União Europeia	EPBD 2010/31/EU (2010)	Todas as edificações	Incentivar o uso de sistemas inteligentes de medição para edificações novas e reformadas.	Incentivo à instalação de sistemas de controle e de monitoramento e controle que tem como objetivo a economia de energia.

Tabela 5. Políticas energéticas aplicadas no mundo (final)

Países	Legislação	Tipo de edificação	Requisitos de medição	Objetos de controle
União Europeia	EPBD 2010/31/EU (2010)	Todas as edificações	Incentivar o uso de sistemas inteligentes de medição para Edificações novas e reformadas.	Incentivo à instalação de sistemas de controle, tal como a autorização e sistema de monitoramento e controle que tem como objetivo a economia de energia.
Reino Unido	Regulação para Edificações parte L2A e L2B (2010)	Todas as edificações	Definir as categorias dos usos finais (aquecimento, iluminação etc.) para 90% do consumo energético da edificação. Monitorar separadamente a saída de qualquer sistema de energia renovável. Incluir medidor automático em edificações acima de 1000 m ² .	Controle separado por zona para áreas com diferentes exposições solares, ocupação e usos. Prevenir simultaneamente aquecimento e resfriamento.
União Europeia	Legislação de eficiência energética 2012/27 EU (2012)	Edifícios em geral	Acesso gratuito e simples aos dados de consumo de energia em tempo real e histórico por meio de medição individual mais precisa. Introduzir obrigações de auditoria energética para grandes consumidores de energia.	Definir e atingir metas de eficiência energética. Renovar 3% dos edifícios do governo e obter edifícios, produtos e serviços energeticamente eficientes.
Reino Unido	Esquema de oportunidades de economia de energia (2014)	Organizações privadas	Não há exigência de regulamentação, mas a necessidade de relatórios incentiva a implantação de medidas inteligentes para garantir a precisa coleta de dados.	Relatórios de auditoria que provavelmente incluem recomendações de controle.
Reino Unido	Plano de implementação de medição inteligente no Reino Unido (2014)	Edificações pequenas e não incluem edificações domésticas	Lançamento de medição inteligente de eletricidade não doméstica e doméstica menor até 2020, incluindo capacidade de comunicação sem fio, coleta de dados em tempo real e visualizações.	Nenhum
Austrália	Ato de revelação de eficiência de energia de edifício (2014)	Comercial	Não há requisitos específicos, mas a medição permite a exclusão do uso de energia do locatário da classificação de energia do edifício base no certificado de eficiência energética que é necessário quando o espaço do escritório é alugado.	Sem requisitos específicos, mas reduções no uso da energia irão melhorar a classificação de energia do edifício base.
Austrália	Código Nacional de Construção (2014)	Comerciais residenciais e de habitação multifamiliar)	Medição individual de gás e eletricidade para todos os edifícios com área superior a 500 m ² ; sub medição para os usos finais do edifício principal.	Controle do temporizador da planta principal do HVAC. Controle vinculado à ocupação do quarto. Fornecimento de um ciclo de economia de ar em sistemas de ar-condicionado. Utilização de sistemas de ar-condicionado de ventilador de velocidade variável.

Fonte: adaptado de (AHMAD *et al.*, 2016).

Tabela 6. Legislações internacionais sobre eficiência energética

Países	Metas de eficiência energética	Energia Renováveis em NDC ou INDC*	Políticas Regulatórias		
			Tarifa <i>feed-in</i> ou pagamento <i>premium</i>	Cota obrigatória da concessionária pública	Medição e Faturamento líquido
China	E, P, HC, T	Sim	Sim	Sim	Não
Japão	E, P	Sim	Sim	Não	Não
Alemanha	E, P, HC, T	Não	Sim	Não	Não
EUA	P	Não	Sim	Sim	Sim
Itália	E, P, HC, T	Não	Sim	Não	Sim
Índia	P, HC, T	Sim	Sim	Não	Sim
França	E, P, HC, T	Não	Sim	Não	Não
Espanha	E, P, HC, T	Não	Não	Não	Sim
Austrália	P	Sim	Sim	Sim	Sim
Nova Zelândia	P	Sim	Não	Não	Sim
Cabo Verde	P	Sim	Não	Não	Sim
Rússia	P	Sim	Sim	Não	Não
Argentina	P	Sim	Sim	Não	Sim
Chile	P	Sim	Não	Sim	Sim
Brasil	E, P	Sim	Não	Não	Sim

Fonte: adaptado de (BP, 2019). *O INDC (*Intended Nationally Determined Contribution*) foram as pretensões dos países durante o Acordo de Paris e o NDC (*Nationally Determined Contribution*) são as contribuições após o Acordo. Os países foram obrigados a tornar públicas todas as medidas climáticas.

2.5.1 Políticas internacionais

Como foi explicitado nas tabelas da seção anterior, o país com maior capacidade de instalação da geração fotovoltaica é a China. A estrutura tarifária de energia da China foi elaborada em 2011 e reformulada em 2013 com o objetivo de desenvolver a indústria fotovoltaica. Nessa reformulação há um subsídio para o que é chamado de geração fotovoltaica distribuída, que envolve o autoconsumo (DSPV) e para a geração fotovoltaica em grande escala (LSPV). Para o DSPV há um subsídio de valor fixo, enquanto para o LSPV o subsídio leva em conta o local de instalação e o custo da construção. De modo geral, o DSPV recebe mais benefícios econômicos o que estimula o autoconsumo (BAI *et al.*, 2019).

A Alemanha foi a pioneira na geração fotovoltaica, impulsionada pelos movimentos ambientais da década de 1970. O objetivo era reduzir a emissão de gás carbônico e ter alternativas para a geração de energia diferentes da energia nuclear. O governo tomou algumas medidas que impulsionaram o desenvolvimento da geração fotovoltaica. Dentre elas, a Lei da Injeção de Energia, de 1991, que obrigava as distribuidoras a receber a energia oriunda de fontes renováveis, porém ainda sem subsídios, que só começaram em 2000 com a Lei das Fontes de Energia. O objetivo dessa lei foi proporcionar uma constante redução no custo de geração a partir de fontes renováveis. A tarifa de energia da energia injetada na rede na

Alemanha seguiu o conceito de tarifas *feed-in* (tarifa única referente a energia injetada), sendo pré-determinada e variável conforme a data de instalação e potência da planta, com garantia de vinte anos. A tarifa de injeção de energia foi reduzida à medida que o mercado se desenvolveu (WIRTH, 2018).

Buchholz, Dippl e Eichenseer (2019) mostraram que os subsídios como a tarifa *feed-in* na Alemanha têm colaborado para a evolução das tecnologias da energia solar. Além disso, a redução dos preços também tem contribuído para a evolução da geração fotovoltaica. Schneider (2018) pontuou que, mesmo com todo o esforço do governo alemão, no ano de 2017 não foi atingida a meta estipulada de 2,5 GW de capacidade instalada de energias renováveis. Entretanto, a geração fotovoltaica contribui de forma significativa a fim de suprir a demanda energética, sendo responsável por 45% da demanda em dias de semana ensolarados e por cerca de 60% nos finais de semana com sol.

A Argentina possui a Lei Nacional 27.191, que atualizou o Esquema Nacional de Produção e Uso de Fontes Renováveis de Energia Elétrica. As novas metas de cotas de energia renovável foram estabelecidas considerando políticas públicas de incentivos fiscais, redução de imposto para importação de tecnologias associada a energias renováveis além de incentivar contratos de energias renováveis de longo prazo. A lei também estabeleceu obrigações especiais para grandes usuários. Eles puderam comprar energia por meio de contratos ou podem produzir a energia localmente. Há também incentivos na esfera municipal, como o do município de Santa Fé. O programa aplica tarifas *feed-in* por um período de oito anos, para melhorar o retorno do investimento realizado. Após esse período ainda é possível injetar energia, mas a tarifa é alterada. Qualquer consumidor pode aderir ao programa desde que a demanda seja menor que 50kW e o sistema fotovoltaica limitado a 1,5 kWp. Para injetar energia na rede o consumidor deve atender a requisitos técnicos. Após a autorização do sistema, dois medidores são instalados, um bidirecional e outro unidirecional (SILVA, LUIS I.; BERRINO; FERREYRA, 2018).

O governo da Índia, por meio do seu Ministério de Energias Novas e Renováveis, tem a meta de que, até 2021, a capacidade instalada de geração fotovoltaica seja de 100 GW, aumentos em mais 40 GW. Porém não há uma preocupação somente sobre as metas. Há também uma preocupação com a qualidade do sistema. Por exemplo, o fornecedor do sistema é obrigado a disponibilizar 5 anos de manutenção gratuita. Caso não a faça, é cobrada uma multa. Além disso, os fabricantes dos módulos solares devem garantir que os módulos devam

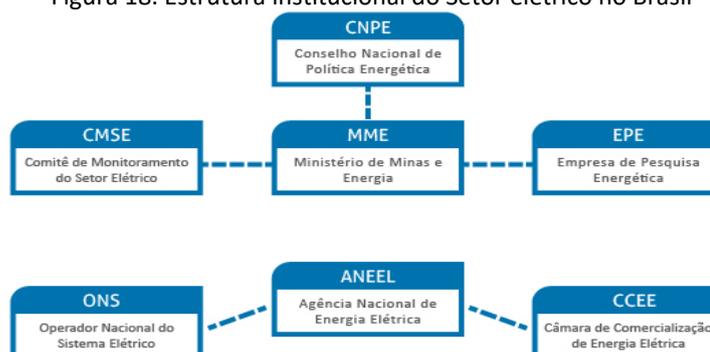
estar livres de defeitos 10 anos após a compra, para garantir a qualidade dos produtos comercializados no país (AGRAWAL; SAXENA; RAO, 2017).

No Chile, a Lei 20.571 regulou a tarifa paga pelos usuários residenciais e permitiu que os usuários tenham geração própria por meio de fontes renováveis, com potência instalada de até 100 kW. Por meio dessa lei, foram estabelecidos os critérios para a conexão de energia com uma tensão inferior ou igual a 400V. Com isso, todos os usuários podem ter um sistema de geração próprio conectado à rede elétrica para poder gerar energia e vender o excedente. Além disso, há o Projeto de Energia Solar para a Geração de Eletricidade e Calor, que apoia o autoconsumo elétrico e térmico. Além disso, o governo chileno disponibiliza por meio eletrônico uma ferramenta que analisa o recurso solar no país. Essa ferramenta calcula a geração de energia elétrica oriunda de sistemas fotovoltaicos, além de fornecer informações sobre a irradiação global, fazer cálculos dos melhores ângulos de inclinação e das melhores orientações do arranjo fotovoltaico, dentre outros pontos, funcionando como um direcionamento gratuito para que a população possa usar as tecnologias de geração solar (MORALES *et al.*, 2019).

2.5.2 A legislação no Brasil

No Brasil o órgão regulador do Setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que normatiza as políticas que o Governo institui, além de dar o direito dos serviços relativos à geração, transmissão e distribuição. Além da ANEEL, há outras organizações que também atuam no Setor elétrico, que são: Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia, Comitê de Monitoramento Elétrico, Empresa de Pesquisa Energética, Operador Nacional do Sistema Elétrico e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Na Figura 18 é apresentada a estrutura do Setor elétrico brasileiro.

Figura 18. Estrutura institucional do Setor elétrico no Brasil



Fonte: (CCEE, 2019)

No âmbito da geração distribuída há 4 resoluções normativas importantes: a 482/2012, a 517/2012, a 687/2015 e a 786/2017. A Resolução 482/2012 definiu os princípios para microgeração e minigeração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro e o sistema de compensação de energia. A compensação de energia é baseada na injeção de energia ativa na rede de distribuição da concessionária local. Quando acontece a injeção, a Unidade Consumidora (UC) passa a ter créditos, em forma de energia ativa, que pode ser usada até em um prazo de 60 meses. No faturamento da energia dessa UC será considerada a energia excedente produzida, a qual deverá ser deduzida da energia consumida.

No caso de a geração ser em local diferente da UC, o faturamento também deve descontar da energia consumida e energia gerada. Se houver mais de um local para a compensação, é necessário informar à Concessionária local para que os créditos obtidos sejam distribuídos nas respectivas unidades consumidoras. É válido ressaltar que a compensação só é válida para a mesma área de concessão da distribuidora.

Mesmo que o consumidor tenha uma geração própria de energia, deverá ser cobrado no mínimo o valor da disponibilidade da energia quando o consumidor for classificado como grupo B, ou a demanda contratada, caso o consumidor seja enquadrado no grupo A. Além disso, são cobradas também as bandeiras tarifárias vigentes. Logo, em caso de consumidores conectados à rede de energia não há a possibilidade de zerar a conta de energia. Se houver a necessidade de melhorias no sistema de distribuição em função da conexão da geração distribuída, os custos atribuídos a essas melhorias não são responsabilidade do consumidor, mas é a concessionária local que deverá arcar com esses custos.

A Resolução 517/2012 alterou alguns artigos da 482/2012. Um dos pontos modificados foi o sistema de compensação de energia que passou a ser cessão de energia ativa gerada à distribuidora e posteriormente o cliente pode solicitar essa energia. Esse sistema de compensação pode ser atribuído a mais de uma UC desde que a titularidade da fatura de energia seja no mesmo CPF ou no mesmo CNPJ. Nesse caso, porém, o consumidor deve definir a ordem de UC que deverá acontecer a compensação.

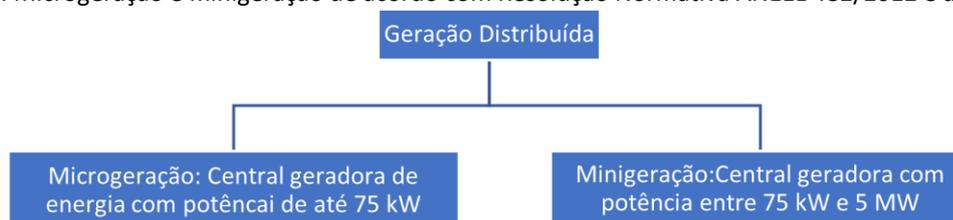
O excedente de energia pode ser consumido em um prazo de 36 meses, alterando o que anteriormente era de 60 meses. A potência instalada pela micro ou minigeração ficou limitada à carga instalada (consumidores do grupo B) ou à demanda contratada (consumidores do grupo A). Os consumidores livres ou especiais não podem participar do sistema de compensação.

A Resolução 687/2015 modificou a definição de minigeração distribuída, definindo-a como uma central geradora de potência entre 75 kW e 3 MW para fontes hídricas, ou menor que 5 MW para as demais fontes renováveis. Além disso, foi estabelecido que o custo das melhorias realizadas por conta da geração distribuída precisa ser pago com a participação do consumidor. O prazo para compensação de créditos voltou a ser de 60 meses.

Na fatura de energia dos consumidores que possuem geração distribuída, precisa conter algumas informações, tais como: saldo anterior em créditos, energia elétrica ativa injetada, histórico dos últimos doze meses da energia tanto injetada quanto consumida e saldo atualizado de créditos. Com isso, o consumidor pode acompanhar a geração de uma maneira mais precisa.

Por meio da Resolução 786/2017, a minigeração distribuída foi entendida como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Os limites para microgeração e minigeração de acordo com a legislação brasileira em vigor são mostrados na Figura 19.

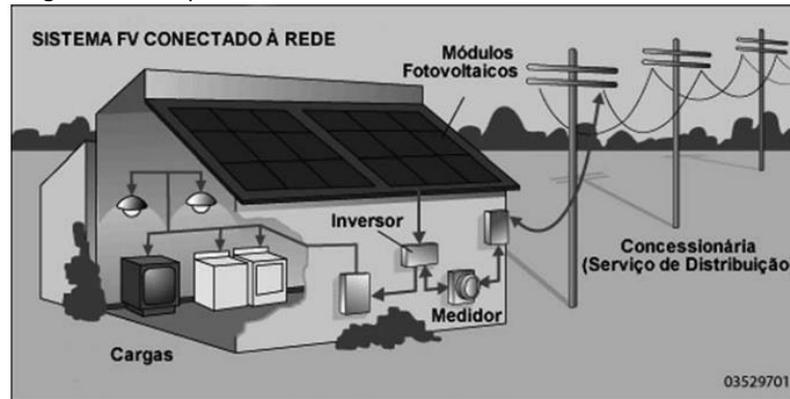
Figura 19. Microgeração e minigeração de acordo com Resolução Normativa ANEEL 482/2012 e atualizações



2.6 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

O sistema fotovoltaico conectado à rede é basicamente composto dos módulos fotovoltaicos, que captam a energia solar transformando-a em eletricidade em corrente contínua) e dos inversores (que convertem a energia em corrente contínua em corrente alternada). Os módulos fotovoltaicos são arranjados em *strings*, que são um conjunto de módulos conectados em série respeitando o intervalo de tensão de operação do inversor. Do inversor sai o cabeamento para atender às cargas. Há um medidor bidirecional que mede o fluxo de energia entre a usina de mini ou microgeração distribuída e a rede da concessionária (Figura 20).

Figura 20. Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: (PEREIRA, OSVALDO L. S.; GONÇALVES, 2008)

As subseções a seguir apresentam uma breve explicação do efeito fotovoltaico (como a energia é gerada nas células fotovoltaicas), as tecnologias utilizadas nos módulos e as topologias dos inversores de um sistema fotovoltaicos. Ao final, serão informados alguns parâmetros para avaliação de sistemas fotovoltaicos.

2.6.1 O efeito fotovoltaico

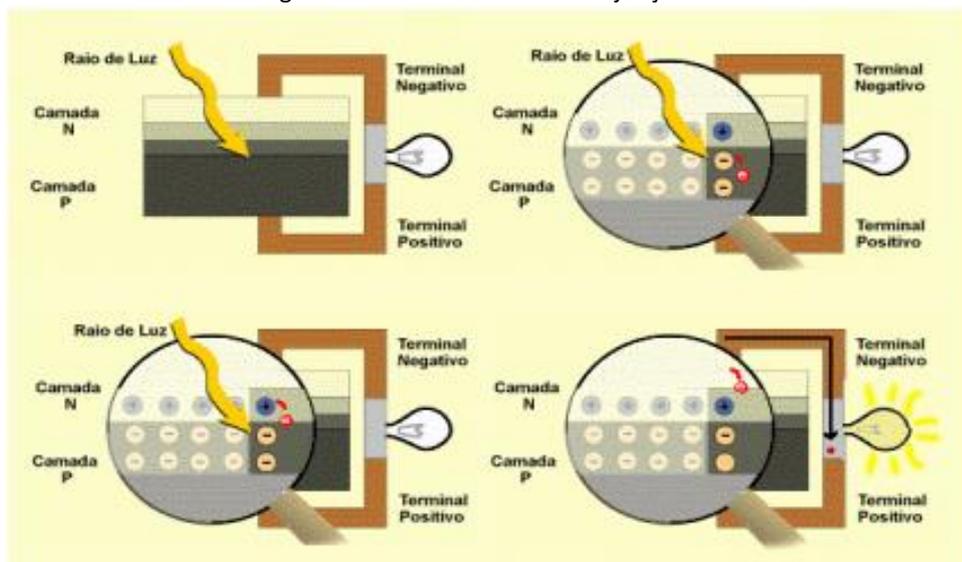
O efeito fotovoltaico baseia-se no fluxo constante de elétrons enquanto a célula fotovoltaica é exposta à radiação solar, o que cria uma diferença de potencial e a passagem de corrente elétrica. O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel. Ele verificou que módulos metálicos, de platina ou prata, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. Mais tarde, em 1877, inventores norte-americanos utilizaram as propriedades fotocondutoras do selênio para desenvolver o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz. Em 1949, os pesquisadores Billing e Plessnar mediram a eficiência de células de silício monocristalino e simultaneamente a junção P-N foi divulgada. Em 1954, surgiu a célula fotovoltaica de silício com as características que existem atualmente com eficiência de 6%.

Os módulos fotovoltaicos podem ser constituídos de vários elementos químicos, especialmente os semicondutores, que possuem a característica de aumento da condutividade com a temperatura, o que permite o uso para aplicação elétrica. O material semicondutor que é o mais utilizado nas células fotovoltaicas é o Silício (Si), por ser um material extremamente abundante. Esse elemento encontra-se na família dos semimetais. O cristal de silício puro, porém, não possui elétrons livres. Por isso, outros elementos são

acrescidos ao silício no processo que é conhecido como dopagem. Quando se realiza a dopagem do Silício com o Fósforo, o resultado é um elemento com carga negativa, que é conhecido como tipo N. Quando o mesmo processo de dopagem é realizado entre o Silício e o Boro, o resultado é um elemento com carga positiva, que é conhecido como tipo P (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Para que haja a movimentação da junção P-N é preciso que a radiação solar incida sobre a célula fotovoltaica. Contudo não é toda a radiação solar que tem energia suficiente para gerar corrente elétrica e tensão. Para que ela ocorra é necessário um nível de energia que é conhecido como o *band-gap*. Ou seja, um *band-gap* é a energia necessária para quebrar a ligação covalente do elétron e desse modo produzir uma corrente elétrica. O efeito fotovoltaico na junção P-N é apresentado na Figura 21.

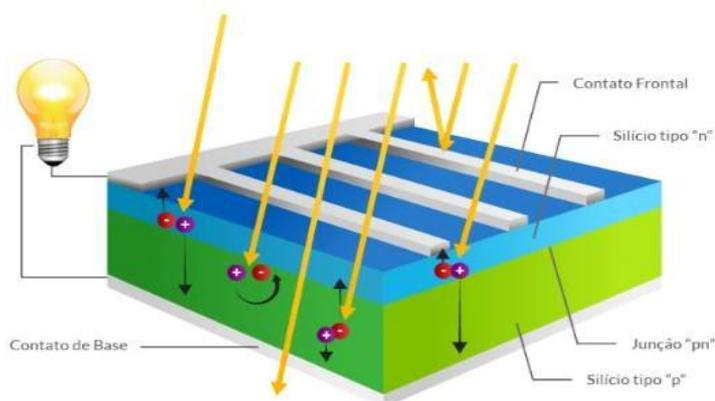
Figura 21. Efeito fotovoltaico na junção PN



Fonte: (CALAIA, 2011)

É preciso salientar que os semicondutores têm a banda de valência cheia e a banda de condução vazia com um gap de 1 elétron-volt (eV). O surgimento da tensão e corrente ocorre quando o elétron da banda de valência recebe energia suficiente dos fótons, que compõe a radiação solar e contém grande quantidade de energia, para saltar para a banda de condução. Desse modo, a energia recebida do fóton deve ser maior que a energia do gap. Esse efeito está representado na Figura 22.

Figura 22. Obtenção de tensão e corrente elétrica pelo efeito fotovoltaico



Fonte: (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013)

Diante do fenômeno explicado, é importante destacar que o estudo de módulos fotovoltaicos no Brasil não é algo novo. Há estudos que iniciaram na década de 1950. Os primeiros módulos fotovoltaicos foram desenvolvidos em 1955 com a tecnologia do silício cristalino obtido pelo método de Czochralski. Tecnologias de módulos de filme finos foram produzidas no Instituto Militar de Engenharia (IME) em 1993. Já nos anos 1990 na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) também iniciaram os estudos de módulos fotovoltaicos. O primeiro sistema interligado à rede elétrica, também conhecido como on-grid, foi instalado em 1995 na Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). No âmbito educacional os primeiros sistemas fotovoltaicos foram instalados na Universidade Federal de Santa Catarina em 1997 (ARAUJO *et al.*, 2018).

2.6.2 Panorama das tecnologias dos módulos fotovoltaicos

Devido à crescente demanda por fontes de energia renováveis, a tecnologia da fabricação de células fotovoltaicas avançou consideravelmente nos últimos anos. A célula fotovoltaica é a unidade básica usada na conversão da radiação solar em energia elétrica. O módulo solar é a base do sistema gerador. Ele contém um determinado número de células feitas de um material semiconductor. Os materiais usados para células fotovoltaicas solares incluem silício cristalino, silício amorfo, telureto de cádmio e disseleneto de cobre e índio.

As tecnologias de células estão divididas em três gerações (SHUKLA; SUDHAKAR; BAREDAR, 2016). A primeira geração é dividida em duas tecnologias: o silício mono cristalino (mono-Si) e a o silício policristalino (multi-Si). Elas representam mais de 85% do mercado e possuem a melhor eficiência disponível. A segunda geração é conhecida por filmes finos e é

dividida em quatro tecnologias, sendo elas: silício amorfo (a-Si), o disseleneto de cobre e índio (CIS), o disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe).

Ao se comparar as células da segunda geração com as da primeira, verifica-se que as da segunda possuem eficiência e participação no mercado menores. Ainda existem outros obstáculos a serem vencidos, tais como a toxicidade do elemento Cádmio e a menor disponibilidade das matérias primas. A terceira geração é a mais recente e por isso está em fase de estudo. Todavia pode ser inicialmente dividida em três tecnologias: células fotovoltaicas de multijunção, células sensibilizadas por corante e células orgânicas, conhecidas como OPV (LEME, 2019).

Nos últimos anos, as tecnologias de células fotovoltaicas têm se desenvolvido grandemente. As células de silício policristalino inicialmente apresentavam uma eficiência em torno de 17% e atualmente têm a eficiência em torno de 23%. A célula de silício monocristalino em 1977 tinha eficiência de 14% e em 2019 apresenta a eficiência de 26%. As células de multijunções tiveram o início em várias épocas, porém são as que apresentam a maior eficiência com a célula de quatro junções que possui a eficiência de 47%. As células de filmes finos surgiram em 1976 com a eficiência máxima de 8% e atualmente possuem a eficiência de 23%. As tecnologias emergentes, tais como as células de perovskite, de pontos quânticos e sensibilizadas por corantes apareceram na década de 1990 com a eficiência de 6% e atualmente têm a eficiência em torno de 25,2% e 28%. Estudos acreditam que o potencial de eficiência dessas células é muito maior, o que tornará a geração solar ainda mais viável.

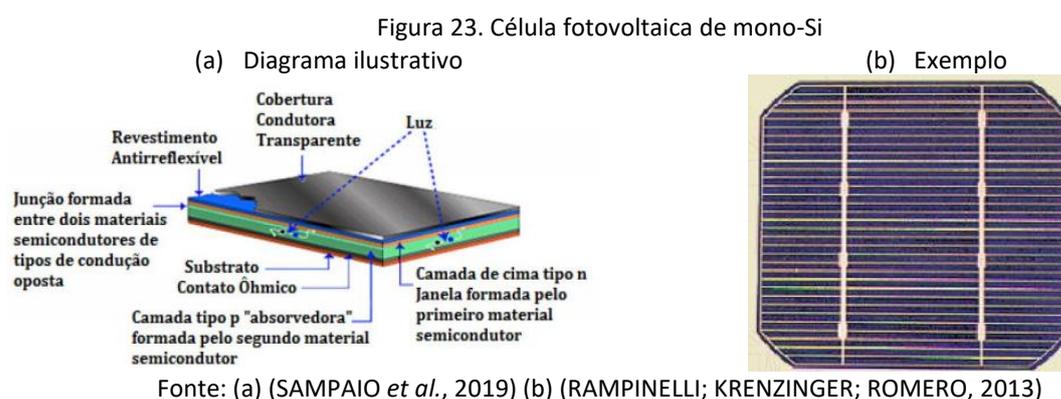
2.6.2.1 Células fotovoltaicas de primeira geração

A produção de módulos fotovoltaicos é dominada pela produção de células fotovoltaicas de junção única em lâminas de silício, que podem ser de material do tipo cristal único, que são conhecidas como monocristalino e policristalino. Segundo o Instituto Fraunhofer (2019), os módulos fotovoltaicos feitos de silício dominam o mercado e no ano de 2017 representaram 95% da produção mundial e, em 2018, foram responsáveis por 97% do mercado mundial (BRAGA; DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2019). É importante destacar que existem diferenças entre as células no processo de fabricação.

A célula de silício monocristalino (mono-Si) é formada a partir de um único cristal de silício, que é coberta por uma camada transparente que deve fornecer proteção superficial à

radiação solar, além de possuir uma parte antirreflexiva para que não haja perda da radiação solar que está incidindo na célula, conforme ilustra a Figura 23(a). Um dos processos de fabricação é conhecido como o método Czochralski. Todavia esse método ainda é caro, o que torna as células de mono-Si mais caras quando comparadas as células policristalinas.

Os módulos de mono-Si têm demonstrado confiabilidade e durabilidade. Todo o processo da geração de energia, desde a tecnologia até a instalação são bem compreendidos. Muitos módulos fotovoltaicos dessa tecnologia foram instalados em 1970 e ainda produzem eletricidade (SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016). As células monocristalinas são facilmente identificadas por possuírem uma cor mais próxima da preta uniforme e têm cantos arredondados, conforme mostrado na Figura 23(b). Na Figura 23(a) está apresentado o diagrama com os componentes da célula fotovoltaica (mono-Si).

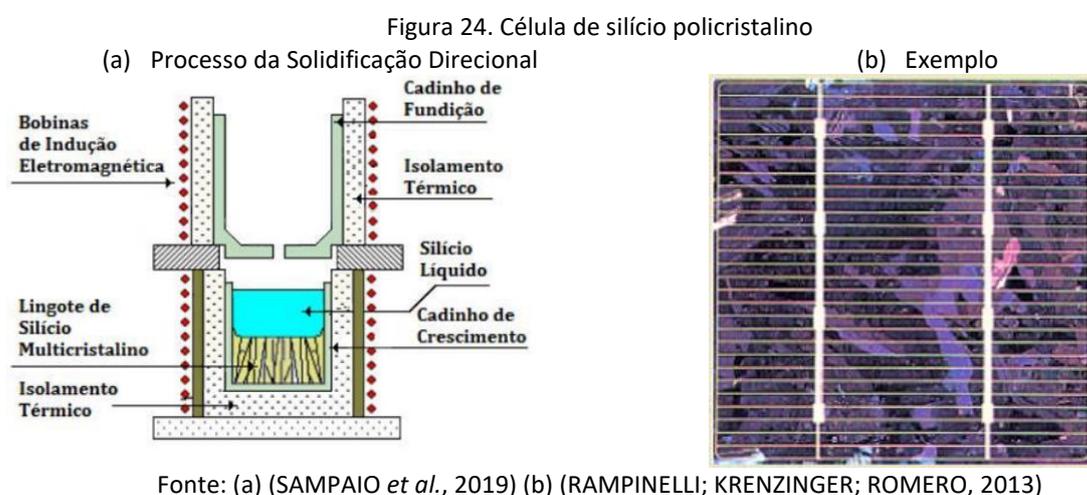


As vantagens dessa tecnologia são maior eficiência, requerendo menos espaço para gerar a mesma quantidade de energia, além de produzirem mais energia em locais com pequena radiação solar. Ainda que seja a tecnologia mais antiga, as células de mono-Si estão em constante desenvolvimento a fim de extrair uma maior eficiência com um menor custo.

Em termos de eficiência, as células monocristalinas apresentam, em laboratório, um rendimento até 26,7% (FRAUNHOFER, 2020) e pesquisas do NREL em células de silício do tipo Czochralski conseguiram atingir a eficiência de cerca de 23% (NREL, 2020). Entretanto os módulos têm sua eficiência média em torno de 18%. Um dos fatores que mais influencia a eficiência dos módulos fotovoltaicos é a temperatura (CALAIA, 2011; NASCIMENTO *et al.*, 2019; SAMPAIO *et al.*, 2019). O aumento em 1°C em relação à temperatura dos testes laboratoriais reduz a eficiência em torno de 0,5% (LIU, CHANGPING *et al.*, 2019).

A célula de silício policristalino (multi-Si) tem como matéria prima uma forma do silício de alta pureza. Do total da produção de módulos de silício, 62% são de silício policristalino. A

eficiência máxima dessas células, em laboratório, foi de 22,3% (FRAUNHOFER, 2020). O processo para a obtenção da célula é conhecido como Processo de Solidificação Direcional Controlada, no qual o silício é fundido com quartzo ou grafite (Figura 24(a)). O silício policristalino forma um bloco composto de pequenos cristais com tamanho maior de milímetro (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013; SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016). A presença de interfaces entre os vários cristais reduz a eficiência desses módulos quando se comparados aos módulos de mono-Si. No aspecto visual a coloração é azulada e as células são em formato de retângulos (Figura 24b).

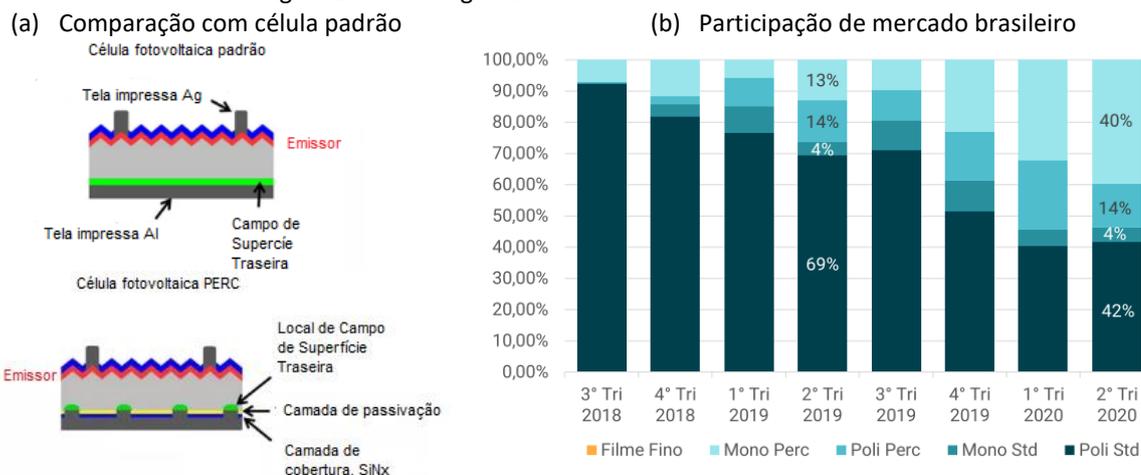


A maior parte do custo da fabricação de módulos fotovoltaicos dessa geração está no processo da obtenção de *wafers* de silício, porém tem ocorrido um avanço pelo processo que utiliza serragem por fios diamantados, o que possibilita um ganho de 50% a mais no produto final, aumentando a eficiência no processo de fabricação, o que conseqüentemente gerará módulos fotovoltaicos mais baratos para o consumidor (HELIUS ENERGY, 2019).

Outro modo de produzir módulos fotovoltaicos na primeira geração com ganho de eficiência é a tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*), que se diferencia pela presença de uma camada de passivação muito fina na parte traseira, e essa passivação faz aumentar a eficiência da célula com a redução da velocidade de recombinação de elétrons no silício. A

Figura 25(a) compara a tecnologia de uma célula padrão e uma célula com tecnologias PERC (HELIUS ENERGY, 2019). Houve uma forte mudança no perfil tecnológico dos módulos importados no Brasil. Módulos PERC representaram 54% do total importado no 2º trimestre de 2020. No mesmo período do ano anterior este valor foi 27% (Figura 25(b)).

Figura 25. Tecnologia PERC de células fotovoltaicas



Fonte: (a) (HELIUS ENERGY, 2019) (b) (GREENER, 2020)

Outra tecnologia nas células cristalinas de silício é o módulo bifacial, que possui alta eficiência pois gera energia nas duas faces ao mesmo tempo. Um modelo disso pode ser encontrado no módulo da fabricante Canadian, que está apresentado na Figura 26. O lado frontal desse módulo pode atingir até 385 W e o lado traseiro pode produzir até 380 W. Esse módulo pode gerar até 30% a mais de energia do que os módulos convencionais.

Figura 26. Exemplo de módulos de multi-Si bifaciais (Canadian BIKU)



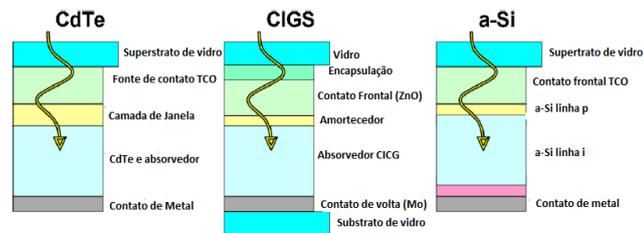
Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2019a)

2.6.2.2 Células fotovoltaicas de segunda geração

A segunda geração é formada por dispositivos de única junção que têm como objetivo utilizar menos material e manter a eficiência da primeira geração. A participação no mercado está crescendo devido ao menor custo de fabricação e à maior eficiência (KARTHIKEYAN *et al.*, 2019). As células fotovoltaicas são formadas por filmes finos inorgânicos depositados em um substrato (condutor), diminuindo seu custo. Apesar de custo menor em relação às células da primeira geração, a eficiência da segunda geração é menor (VITORETI *et al.*, 2017). A

participação do mercado ainda é pequena e nos anos de 2019 e 2020 representou 5% da produção mundial (FRAUNHOFER, 2020, 2021). Dentre as tecnologias de segunda geração estão células de silício amorfo (a-Si), de telureto de cádmio/sulfato de cádmio (CdTe/CdS), de disseleneto de cobre índio-gálio (CIGS) (Figura 27).

Figura 27. Representação das células de CdTe, CIGS e a-Si.



Fonte: adaptado de (SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016a)

O silício amorfo é uma forma alotrópica do silício. A célula baseia-se em várias camadas de células fotovoltaicas as quais são depositadas em um substrato e são formados por meio do vapor. Uma desvantagem é que sofrem um decaimento da sua eficiência quando são expostas ao Sol. Isso tem levado ao estudo e desenvolvimento de células que contém múltiplas camadas empilhadas pois têm vantagens, tais como: tecnologia de produção simples e custos competitivos, absorve mais energia que o silício cristalino e baixo consumo de energia na produção (SAMPAIO *et al.*, 2019).

As células fotovoltaicas formadas com o telureto de cádmio (CdTe) têm esse composto como semicondutor para converter a radiação do Sol em eletricidade. Essas células fotovoltaicas são a segunda tecnologia mais abundante e podem ser fabricadas de uma maneira rápida, além de fornecer uma excelente alternativa de baixo custo. O módulo fotovoltaico baseado nessa tecnologia é considerado de filme fino porque as camadas medem alguns microns de espessura. Está em estudo outro modo de obtenção de células de telureto de cádmio por meio da molécula Cd_2SnO_4 , que é um método de baixo custo e alta eficiência devido às propriedades óticas e elétricas da camada da molécula condutora Cd_2SnO_4 . O método de gravação para padronizar a molécula é a *laser* pois elimina a densidade das células CdTe, o que favorece a absorção de luz das camadas superiores, aumentando assim a eficiência. Entretanto essa técnica de produção ainda não é aplicável em grande escala para a comercialização (LAI *et al.*, 2019).

Outra característica das células de CdTe é que elas representaram o maior segmento de produção de módulos de película fina comercial em todo o mundo. A evolução da tecnologia

tem combinado a eficiência do silício policristalino, mantendo a liderança de custo. A maior eficiência da célula, em laboratório, foi de 21,0% (FRAUNHOFER, 2020). Eles possuem boa resposta espectral, adequada a áreas com altos índices de irradiação, e podem ser utilizados na integração de sistemas fotovoltaicos em fachadas de edificações (DO NASCIMENTO, LUCAS RAFAEL *et al.*, 2019; SORGATO, M J; SCHNEIDER; RÜTHER, 2017).

As células fotovoltaicas feitas com a tecnologia de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) possuem as maiores eficiências, quando comparadas às demais tecnologias de filmes finos. A célula tem como característica a natureza flexível, resistência à intensidade da radiação do Sol além de possuir alta potência, o que a tornou muito utilizada em aplicações espaciais. Além disso, representam a alternativa pois possuem uma eficiência, em laboratório de 22,9% (FRAUNHOFER, 2020). Porém, as células comerciais possuem eficiência de apenas 9%. A tecnologia de células fotovoltaicas de CIGS está crescendo, já que anteriormente o mercado foi dominado pelo silício amorfo que possui baixa eficiência estabilizada. O elemento químico CIGS é um material ótimo para essa aplicação devido à alta estabilidade, baixo custo de produção e alta potência específica se comparado ao silício monocristalino. (KARTHIKEYAN *et al.*, 2019). O seu processo de fabricação é composto por um substrato de vidro no qual são depositadas as camadas que compõe a célula. A radiação do Sol incide sobre a camada mais exterior e produz a corrente elétrica nas camadas inferiores (NREL, 2019a).

2.6.2.3 Células fotovoltaicas de terceira geração

Na análise de Vitoreti *et al.* (2017), a definição das células de terceira geração está ainda em construção. Entretanto, os autores pontuam que células que permitem utilização mais eficiente da luz solar do que as baseadas em um único *band-gap* são consideradas de terceira geração. Entre essas células, destaca-se a que utiliza o sulfeto de cobre, zinco e estanho (CZTS). O CZTS é um composto semiconductor que tem recebido recente atenção para a aplicação de células fotovoltaicas. É extremamente adequado para o uso em células fotovoltaicas de filme fino, além de ser um composto não tóxico e abundante.

Há também as células sensibilizadas por corante, que tiveram início ainda em 1887, mas que só depois de muitos alguns anos essa tecnologia recebeu devida atenção dos cientistas. A célula fotovoltaica sensibilizada por corante (DSSC) é baseada em um semiconductor que é formado entre um anodo, que é composto por um substrato de vidro

onde é colocado o dióxido de titânio sensibilizado por um corante, além de um eletrólito. Essa célula possui muitas características atraentes, dentre elas: um rápido método de confecção por meio de impressão por rolo, baixo custo, é semiflexível e semitransparente, o que gera uma ampla variedade no seu uso (RAPHAEL *et al.*, 2017). A Figura 28 apresenta exemplos de células sensibilizadas por corantes.

Figura 28. Célula fotovoltaica sensibilizada por corante



Fonte: (SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016)

Um outro estudo feito com células fotovoltaicas sensibilizadas por corantes foi feito em 1991 por Grätzel e O'Reagan. O estudo revelou que um substrato de TiO_2 sensibilizado por um corante absorvia 780 vezes mais luz que um substrato plano. Essa tecnologia possui estabilidade, baixo custo e a eficiência do processo está em torno de 12% (VITORETI *et al.*, 2017).

As células fotovoltaicas de pontos quânticos podem ser consideradas derivada da célula sensibilizada por corante, na qual os pontos quânticos são usados como sensibilizadores no lugar de corantes, a fim de aumentar a eficiência das células (RAPHAEL *et al.*, 2017). O ponto quântico é o material que irá absorver a luz e convertê-la em eletricidade. Os pontos quânticos são partículas semicondutoras consideradas pseudo-átomos que possuem propriedades optoeletrônicas altamente ajustáveis e absorvem todo o espectro da luz solar. Quando se acrescenta a substância sulfeto de chumbo (PbS), a região da luz no comprimento de onda infravermelho pode ser também transformada em energia, o que não ocorre nas demais tecnologias (SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016)

As células fotovoltaicas de *perovskite* são compostas de haletos orgânicos-inorgânicos e devido à sua alta eficiência têm despertado o interesse na comunidade científica. O composto semicondutor é um haleto de metilamônio de chumbo que surgiu como um material fotovoltaico promissor pois possui alto coeficiente de absorção na região visível do espectro solar, mobilidades no transporte de carga, além de baixo custo, tudo isso tem impulsionado mais estudos para tornar sua fabricação em larga escala viável (RAPHAEL *et al.*,

2017). Pesquisas recentes apontam eficiência em torno de 22%, índice bastante elevado para uma tecnologia nova (VITORETI *et al.*, 2017).

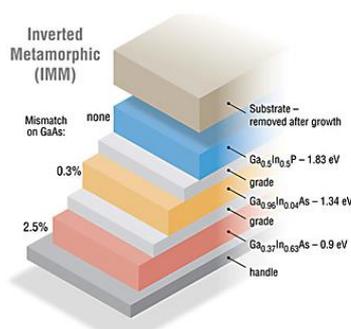
A célula fotovoltaica orgânica (OPV) é uma célula da terceira geração que tem como tecnologia eletrodos impressos em polímeros que absorvem a luz solar para gerar eletricidade. As moléculas usadas são feitas em solução e têm um processo de produção mais barato. São células fotovoltaicas que tem um grande potencial econômico, além disso são células flexíveis o que as torna muito úteis para diversas aplicações fotovoltaicas. Também são células eficientes, logo uma grande quantidade de luz pode ser absorvida por meio de uma pequena quantidade de material. Entretanto têm uma baixa eficiência se comparada a outras demais tecnologias, possuem baixa estabilidade e também uma pequena resistência mecânica (SHUKLA; SUDHAKAR; BAREDAR, 2016).

A célula orgânica está altamente ligada ao mercado da geração fotovoltaica integrado ao edifício por disponibilizar várias cores, além da capacidade de desenvolver dispositivos transparentes, o que contribui de maneira significativa com a arquitetura podendo unir a estética com a eficiência. A grande vantagem do OPV está na alta diversidade de materiais orgânicos que podem ser utilizados, o que torna a obtenção dessa tecnologia mais viável. Além disso, é a tecnologia que tem grande eficiência, cerca de 13%, incentivando, assim, o tempo de vida e o processo de fabricação (NREL, 2019c).

A célula fotovoltaica de polímero é um tipo especial de célula orgânica. Do mesmo modo são células flexíveis por serem de filmes finos. Quando se compara esse tipo de tecnologia com as células fotovoltaicas da primeira geração observa-se que são mais leves, mais baratas e são menos danosas ao meio ambiente. Além disso, podem ser transparentes, o que aumenta o potencial de utilização porque pode ser aplicado em janelas e paredes contribuindo para a estética local (SHUKLA; SUDHAKAR; BAREDAR, 2016).

Uma das tecnologias de terceira geração mais promissoras são as células fotovoltaicas de multijunção. A eficiência dessas células pode aumentar diminuindo o custo do sistema fotovoltaico. Os principais estudos têm focado na célula de multijunção metamórfica invertida (IMM). Essa célula usa um *buffer* de composição para incorporar camadas de cristal único. Com essa estrutura foi possível verificar a eficiência em torno de 46% com uma célula IMM de quatro junções, conforme mostrado na Figura 29. O objetivo, porém, é ampliar a eficiência para 50%, buscando assim sistemas cada vez melhores.

Figura 29. Célula de multijunção



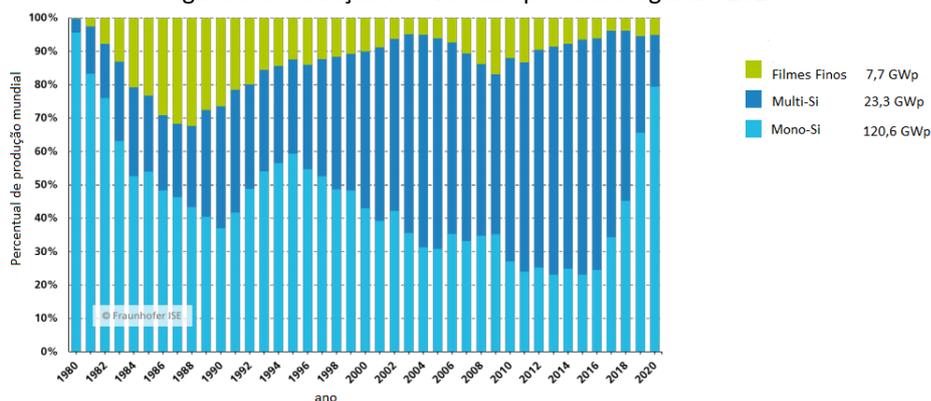
Fonte: (NREL, 2019b)

As células fotovoltaicas da terceira geração buscam alcançar alta eficiência e com isso reduzir o custo do Watt-pico, entretanto, ainda utilizam métodos da segunda geração. A terceira geração é marcada pela alta eficiência além de utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade (ALMEIDA *et al.*, 2016). Todavia os custos ainda são bem expressivos nessas tecnologias.

2.6.2.4 Análise das tecnologias dos módulos fotovoltaicos

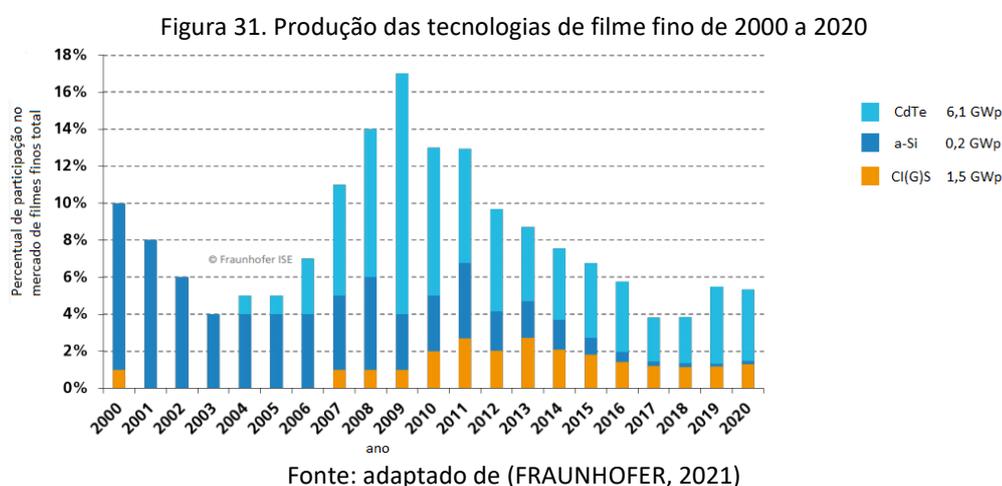
Comparando a produção de módulos de silício monocristalino, de silício policristalino e de filme fino, verifica-se que o silício policristalino foi a tecnologia mais produzida mundialmente até 2018, mas os módulos de mono-Si aumentaram sua produção, chegando a 120,6 GWp (80%), seguido dos módulos de multi-Si, que tiveram geração de 23,3 GWp (15%). Observa-se que a tecnologia multi-Si tem diminuído a participação do mercado para a tecnologia mono-Si. Em terceiro lugar, a tecnologia de filme fino foi responsável por 5% (7,7 GWp) da geração mundial, conforme Figura 30, o que mostra que a primeira geração ainda possui a maior participação do mercado (FRAUNHOFER, 2021).

Figura 30. Produção fotovoltaica por tecnologia em 2020



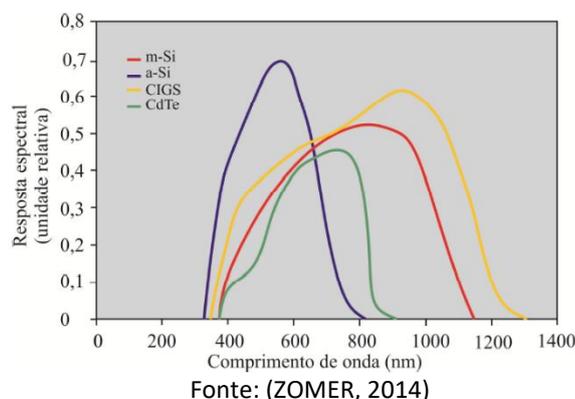
Fonte: adaptado de (FRAUNHOFER, 2021)

A evolução da produção das principais tecnologias de filme fino, está apresentada na Figura 31. Em 2000 havia somente o silício amorfo e pouca porcentagem de CIGS. O CdTe começou a ser produzido, em escala comercial em 2004 e teve seu ápice em 2009. Mesmo com uma recente diminuição em geral da produção de células de filmes finos, até 2017 as células de CdTe continuaram dominando o mercado, tendo a ápice em 2009. O a-Si perdeu muito de sua participação no mercado, especialmente após 2012. A produção de módulos de CIGS reiniciou em 2007, mas o crescimento não foi tão expressivo. Apesar disso, em 2017 sua produção foi muito similar à dos módulos de CdTe. Em 2020, observa-se a participação maciça da tecnologia CdTe, com 78,2% do total da produção (FRAUNHOFER, 2021).



Cada tecnologia fotovoltaica corresponde a um determinado comprimento de onda no espectro solar (resposta espectral). Na Figura 32 é apresentada a resposta espectral de algumas tecnologias de células.

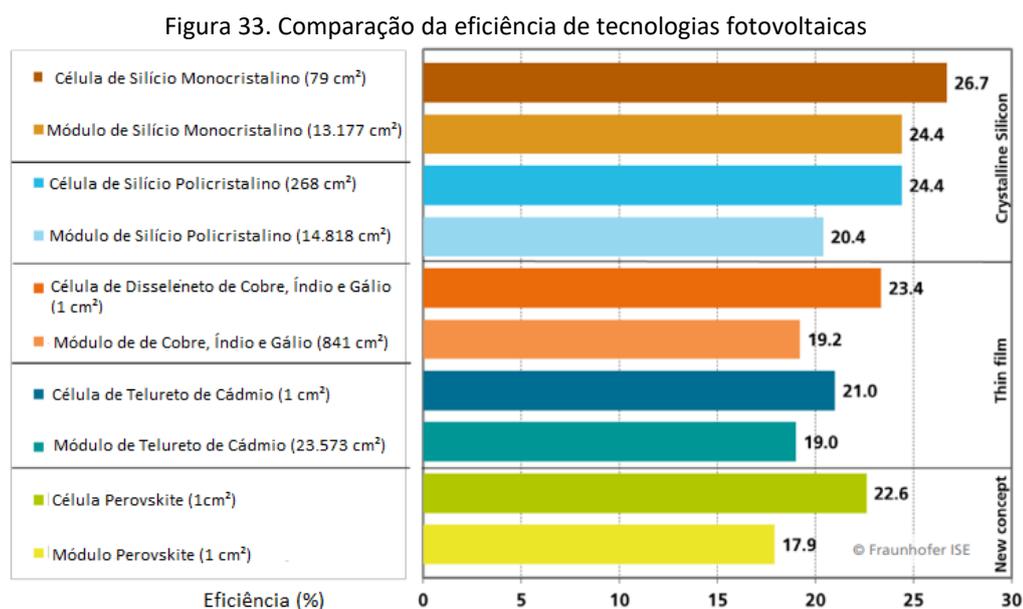
Figura 32. Resposta espectral de quatro tecnologias fotovoltaicas



Percebe-se que o a-Si e o CdTe apresentam respostas espectrais mais estreitas, fazendo-os sensíveis à distribuição do espectro solar. Suas curvas possuem assimetria à

esquerda (baixos comprimentos de onda), apresentando melhor desempenho em comparação com as outras tecnologias em dias quentes e em dias nublados. As outras tecnologias são menos sensíveis às variações do espectro solar, apresentando desempenho semelhante independente de variações climáticas (HICKEL, 2017).

Na Figura 33 é apresentada uma comparação das eficiência entre células e módulos das seguintes tecnologias: mono-Si, multi-Si, CIGS, CdTe e *Perovskite*.



Os módulos com maior eficiência são os de mono-Si. Quando se compara a tecnologia de multi-Si e CIGS verifica-se que possuem eficiências muito próximas. A tecnologia de CdTe tem uma eficiência um pouco menor se comparada a CIGS. A *Perovskite* é uma tecnologia de terceira geração e possui alta eficiência nas células, mas os módulos ainda possuem eficiência menores (Figura 33).

2.6.3 Inversores

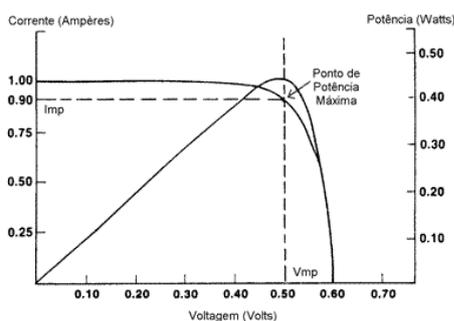
Os inversores são um dos componentes fundamentais de um sistema fotovoltaico. É responsável por adequar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos (corrente contínua) aos padrões de energia da rede (corrente alternada), possibilitando a interligação do sistema com a rede de energia elétrica.

Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013) apontaram que o desenvolvimento da eletrônica de potência permitiu o aumento da eficiência na conversão CC/CA, juntamente com

o aumento da confiabilidade do sistema e a redução de custos. Os inversores passaram a unir diversas funções de controle do sistema, tais como:

- Converter a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para corrente alternada em forma de onda semelhante à forma de onda da rede para que haja pouca ou nenhuma distorção no sistema elétrico;
- O Seguidor do ponto de máxima potência (MPPT) (Figura 34) é feito por meio do controle da corrente e tensão, sendo capaz de realizar os ajustes necessários para manter o sistema operando em condição de maior potência possível, aumentando a eficiência do sistema;

Figura 34. Ponto de Máxima Potência MPPT



Fonte: (CRESESB, 2019)

- Desconexão da rede de energia elétrica quando os níveis de corrente, tensão e frequência não estão aptos quando se comparados aos padrões da rede de energia elétrica; e
- Medição da geração do sistema por meio do *display* podem apresentar dados importantes para monitoramento do sistema, como a energia gerada pelo sistema e a energia injetada na rede de energia elétrica.

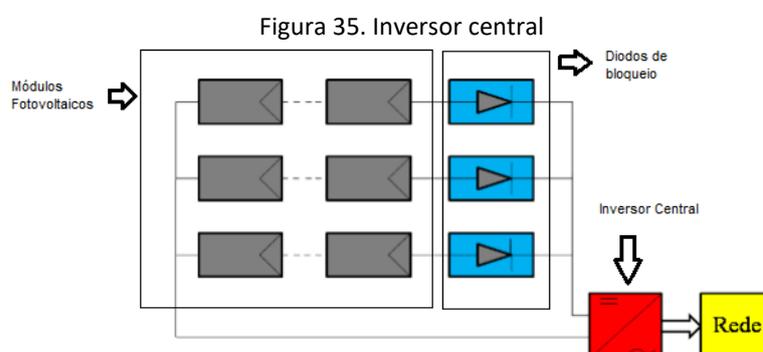
Os sistemas conectados à rede e isolados de potências pequenas geralmente utilizam inversores monofásico. Se o sistema for *on-grid* causará desequilíbrio entre as fases, por estarem injetando energia em uma única fase. É possível conectar até 4,6 kW em uma fase, evitando maior assimetria entre as fases da rede elétrica. Por isso, é recomendado a utilização de inversores trifásicos. O uso de vários arranjos descentralizados é mais simples do que conectar um arranjo dos módulos fotovoltaicos a um inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Os inversores usados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede possuem diferentes circuitos de conversão de energia e opções de transformadores. Comercialmente existem inversores com transformador de alta e baixa frequência e inversores sem transformador. Inicialmente os sistemas fotovoltaicos necessitavam de transformadores devido as suas pequenas tensões, contudo atualmente os sistemas possuem potências maiores e inversores sem transformador tornaram-se muito usuais por serem de fácil utilização e por apresentarem maior eficiência de transformação quando se comparados aos inversores com transformadores. Porém em sistemas com módulos de filme fino pode ser preciso usar o inversor com transformador pois sem a separação galvânica surge uma tensão que é capaz de surgir corrosão elétrica, danificando as células (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Existem diversas marcas de inversores de sistemas fotovoltaicos, porém algumas vêm se destacando pela considerável participação no mercado, como ABB e Fronius que estão entre as 10 marcas utilizadas em 2020 no Brasil (GREENER, 2020).

Os inversores podem ser arranjados no sistema fotovoltaico de diversas formas (topologias), diferindo por conta da potência produzida pelos módulos fotovoltaicos e/ou por opções do projetista. As topologias são: inversor central, inversor multistring, inversor string e microinversor.

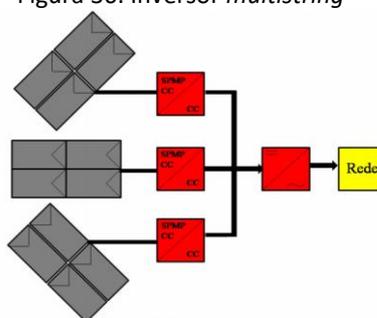
O inversor central é normalmente utilizado em sistemas fotovoltaicos em potências entre 20 kW e 400 kW. Os arranjos dos módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo ao inversor e a conexão de todo o sistema fotovoltaico é ligada a um único inversor (Figura 35). A vantagem dessa configuração é a redução de custos, e a desvantagem é que caso haja alguma falha no inversor todo o sistema está comprometido. A participação de inversores centrais no mercado foi em torno de 44% em 2017 (FRAUNHOFER, 2020).



Fonte: adaptado de (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013)

O inversor *multistring* é utilizado em sistemas que possuem vários arranjos com diferentes orientações e têm diferentes condições de irradiância e temperatura. Desse modo, cada arranjo está conectado a um conversor CC/CC que possui o objetivo de polarizar o arranjo em seu ponto de máxima potência. Após conectar os arranjos nos conversores, esses são conectados a um inversor para transformar a energia contínua em alternada e assim realizar a conversão para a rede de energia (Figura 36). As potências comercializadas de inversores *multistring* trifásicos são: 5,8 kW, 7,5 kW, 8,5 kW, 10,0 kW, 20 kW, 27,6 kW, 50,0 kW, 60 kW, 100 kW e 120 kW (SORGATO, 2018).

Figura 36. Inversor *multistring*



Fonte: (RAMPINELLI, 2010)

O inversor *string* conecta-se às *strings* individualmente. Diferentemente da configuração do inversor central, nesse caso há vários inversores conectados nas *strings* formadas pelos módulos fotovoltaicos. Essa configuração possui algumas vantagens, tais como: a redução de acoplamentos defeituosos e das perdas ocasionadas por sombreamento, além de impedir perdas nos diodos de bloqueio, o que gera o aumento da eficiência do sistema. Todavia a desvantagem é o aumento do custo devido ao aumento de componentes no sistema – o custo de um sistema com topologia de inversor *string* é maior quando comparado ao inversor central (FRAUNHOFER, 2020; RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013). As potências comercializadas são 1,2 kW, 2,0 kW, 3,0 kW, 3,3 kW, 4,0 kW, 5,0 kW, 6,0 kW. A participação de inversores *strings* no mercado foi de 52% em 2017, sendo mais utilizados em sistemas residenciais e comerciais de até 150 kWp (FRAUNHOFER, 2020).

Os microinversores são inversores que possuem potência menor que 1kW. Nesse arranjo cada módulo ou par de módulos utiliza um inversor. As potências mais comuns no mercado são de 300W, 600W e 900W. Sistemas com microinversores têm baixa participação do mercado por conta do preço elevado (ENPHASE ENERGY, 2019; FRAUNHOFER, 2020), mas

são indicados para telhado irregulares e possibilitam monitoramento da energia é individual. A vantagem da utilização desse arranjo é a otimização da energia pois evita que o sombreamento em um módulo afete a geração de energia nos demais módulos.

2.6.3 Indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos

A *Performance Ratio* (PR – taxa de desempenho), o *yield* (produtividade) e o Fator de Capacidade (FC) são os parâmetros mais comuns para analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

A *Performance Ratio* é uma medida que independe da localização do sistema fotovoltaico e mede a qualidade do sistema por meio da relação entre o desempenho real do sistema e compara com o mesmo sistema sem perdas (máximo desempenho teórico possível). A PR é influenciada pela irradiação, pela eficiência final dos componentes do sistema, pela taxa de carregamento do inversor e pelo arranjo. Ela também contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, tais como: resistência elétrica, sujeira, temperatura dos módulos fotovoltaicos dentre outras. Quanto mais próximo de 100% estiver o valor da PR mais eficaz é o sistema fotovoltaico (BRAGA *et al.*, 2018; DOLLA *et al.*, 2018; SMA, 2014; ZOMER, 2014).

O *Yield* (produtividade) é o resultado da divisão entre a energia elétrica total gerada pelo sistema em um intervalo de tempo e a potência nominal do sistema fotovoltaico (kWh/kWp) (BRAGA *et al.*, 2018; DOLLA *et al.*, 2018; ZOMER, 2014).

O Fator de Capacidade (FC) é dado pela razão entre a energia gerada em determinado intervalo de tempo e seu potencial de geração caso estivesse operando com potência máxima no mesmo período. Os valores do FC variam entre 10% e 20% (DOLLA *et al.*, 2018).

O *Inverter Loading Ratio* (ILR – Taxa de sobrecarga do inversor), que é a razão entre a potência nominal total dos módulos (em CC) e a potência nominal total dos inversores (em CA) de um sistema fotovoltaico, pode influenciar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos (MARTINS DESCHAMPS; RÜTHER, 2019).

Alguns trabalhos recentes avaliaram o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Entre eles, Nascimento *et al.* (2019) verificaram seis diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos de 54 kWp aplicadas em oito cidades brasileiras a fim de analisar o comportamento dos sistemas mediante diversas condições climáticas. As tecnologias dos módulos foram as seguintes: a-Si, mc-Si, CdTe, CIGS, mono-Si e multi-Si. Os sistemas foram posicionados com

inclinação igual à latitude local. Os módulos de filmes finos apresentaram um desempenho superior em relação a climas quentes e os módulos de silício cristalino apresentaram maior degradação nos locais com alta umidade e alta temperatura. As médias da *performance ratio* foram as seguintes: Porto Velho: 71,75%; Itiquira: 74,5%; Cachoeira Dourada: 73,66%; Cabo Frio 83,5%; Caetité: 79,5%; Caucaia: 79,16.

Nascimento *et al.* (2019) estudaram os efeitos da irradiância excessiva em sistemas fotovoltaicos de grande porte em cidades com diferentes climas. As perdas no inversor são significativas, uma vez que a alta irradiância causará danos ao sistema com taxa de sobrecarga (ILR - *Inverter Loading Ratio*) alto pois diminuirá o limite da saturação do inversor.

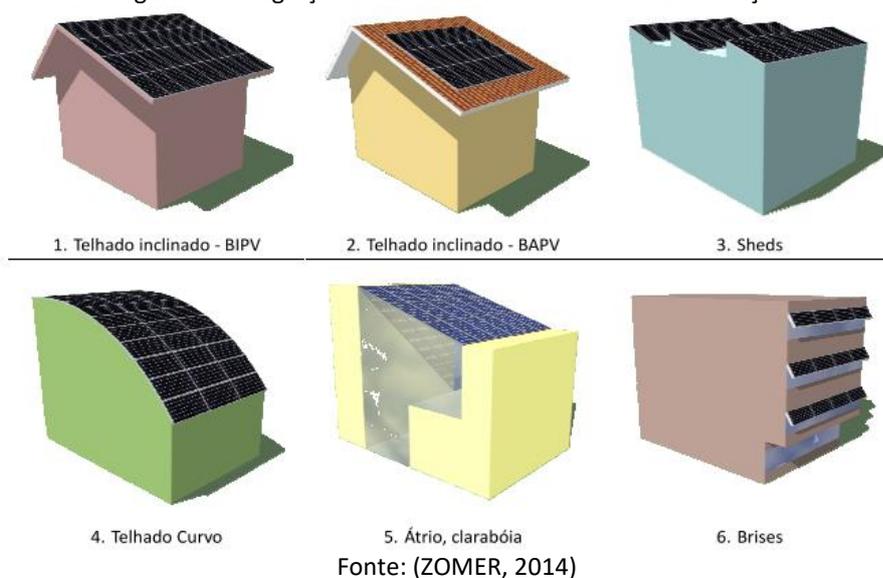
Deschamps e Rüter (2019) verificaram que para os módulos de multi-Si e mono-Si, que são os mais utilizados em larga escala (grandes usinas), o valor ótimo de ILR é cerca de 126%. As perdas por sobrecarga do inversor variam entre 0,3% e 2,4%. Para valores GHI inferiores a 300 W/m², o inversor utilizado possui eficiência muito menor quando comparada à sua eficiência nominal. Baixos níveis de irradiância também influenciam o desempenho dos módulos fotovoltaico. Os valores de irradiância entre 300 e 700 W/m² estão relacionados aos mais altos níveis de eficiência do inversor usado no projeto quando este é submetido a ILR solares típicos em larga escala (de cerca de 120%). O intervalo de irradiância variando de 700 a 1.000 W/m² está relacionado à melhor eficiência do inversor para um sistema fotovoltaico com ILR próximo a 90%. Esse intervalo de irradiância também tem o limite superior de 1.000 W/m², que é equivalente à irradiância máxima padrão de um dia claro. Para irradiâncias acima disso, o limite é 1.200 W/m², representando o valor no qual as perdas de recorte normalmente começam a ocorrer para sistemas com ILR próximos a 100%. Para os dados medidos, a maior parte da irradiância está entre 300 W/m² e 1.000 W/m², correspondendo a cerca de 62% da irradiância total recebida durante o período de três anos. Cerca de 28% da irradiância está dentro de níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1.000 W/m² e 4% da irradiância recebida é superior a 1.200W/m².

Para as simulações que serão realizadas para a cidade de Campo Grande/MS será analisado o carregamento do inversor e a geração de energia elétrica em diferentes situações, a fim de verificar se para a variedade de sistemas há uma relação entre a geração e o carregamento considerado.

2.7 Integração de sistemas fotovoltaicos em instituições de ensino

O estudo da integração de sistemas fotovoltaicos deve considerar corretamente os características arquitetônicas, a volumetria da edificação, o espaço próximo, a disposição dos módulos nas fachadas e/ou nos telhados e a geração de energia desejada (CUSTÓDIO, 2019). A tecnologia do sistema fotovoltaico integrada à edificação é uma forma eficaz de geração de energia, uma vez que a geração ocorre próxima ao ponto de consumo (não havendo perdas na transmissão de energia), não ocupa área extra e não traz impacto ambiental para o local da instalação. Além disso, a integração de sistemas fotovoltaicos em edificações no meio urbano possui a vantagem de utilizar as superfícies existentes para a inserção dos módulos (SANTOS, 2009; ZOMER, 2014). Na Figura 37 são mostradas diferentes maneiras de integrar sistemas fotovoltaicos em telhados curvos e em átrio (ZOMER, 2014).

Figura 37. Integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações



Uma maneira de mitigar o custo com energia elétrica nas instituições públicas de ensino é por meio da geração fotovoltaica integradas às edificações. Algumas instituições de ensino internacionais e nacionais já têm implementado a tecnologia de geração fotovoltaica em seus *campi*, conforme será apresentado a seguir.

2.7.1 Projetos internacionais de edificações com sistemas fotovoltaicos instalados

Young (2013) avaliou 250 sistemas fotovoltaicos que foram instalados em escolas na Flórida, por meio do Programa Solar para Escolas, verificando a aplicação em tempo real dos

sistemas para assegurarem o fornecimento de energia a abrigos de escolas que são utilizadas em situações de desastres. Um comitê foi montado para definir as cargas críticas que deveriam ser atendidas pelo sistema fotovoltaico. O sistema montado na *Middleton High School* foi de 10 kWp, instalado no solo, com a bateria de 26 kWh e inversores bimodais multifásicos de 10 kW de 120 Vca. Apesar do sistema não ter sido testado nas condições para as quais foi projetado, o autor conclui que o sistema serviu para a conscientização e educação dos alunos, professores e do público em geral com relação à tecnologia e à necessidade de ter sistemas projetados para situações emergenciais

Agrawal, Saxena e Rao (2017) verificaram a instalação do sistema fotovoltaico de 100 kW conectado à rede, instalado no telhado, na Universidade Técnica de Rajasthan, na Índia. Para calcular a geração de energia foram utilizados o *RETScreen Expert* e o *PVWatts*. Os dados de irradiação solar eram da base de dados dos próprios programas. O sistema foi composto de: módulos de silício policristalino com eficiência de 15%, inversor com eficiência de 96% e potência total do sistema de 100 kW. Nas simulações no *RETScreen* a média de irradiação foi de 5,45 kWh/m²/dia e a geração total de energia foi de 174.667,25 kWh. No *PVWatts*, a média de irradiação foi de 6,08 kWh/m²/dia e geração total de energia foi de 180.740 kWh. A diferença de energia gerada entre os dois programas foi pequena se comparado com os valores anuais de produção. Os autores concluíram que os dois programas tiveram resultados quase semelhantes.

Thula, Kuma e Reddy (2017) simularam um sistema fotovoltaico instalado em um instituto educacional na Índia e compararam com os dados medidos no local. A simulação foi feita pelo programa *SolarPro*. O programa é capaz de simular a geração de eletricidade sob diferentes condições com dados que compõem o banco de dados, entretanto é possível inserir dados manualmente, tornando a resposta do sistema mais próxima da realidade. As principais variáveis do programa são os dados meteorológicos e os dados do módulo fotovoltaico. O sistema simulado possui as seguintes características: (1) potência do sistema: 100 kWp; (2) tecnologia dos módulos: multi-Si com 72 células e potência de 290 Wp; (3) ângulo de inclinação: 15°; (4) quantidade de módulos: 336, divididos em 21 *strings*; (5) quantidade de inversores: 4, com 84 módulos por inversor. Após a simulação, os valores obtidos foram comparados com os valores reais. Foi verificado que a energia gerada pelo programa foi de 144.228 kWh, e a energia real gerada foi de 142.416 kWh (o valor gerado é cerca de 99% do valor simulado), o que mostrou a alta confiabilidade dos resultados da simulação.

Castro *et al.* (2018) verificaram a possibilidade da instalação de um sistema fotovoltaico em áreas rurais isoladas de instituições educacionais no Peru. O estudo objetivou áreas nas quais não há energia elétrica, onde a linha de transmissão se encontra longe e impossibilita a extensão da rede – ou seja, sistemas *off-grid*. O módulo utilizado no estudo foi o de silício policristalino (multi-Si) de 80 Wp. Utilizou-se um controlador de carga de 150W. Para realizar o estudo foi feito um protótipo em uma escala 1:7,5. O estudo verificou que o sistema fotovoltaico é 80% mais barato do que o gerador a diesel. Os autores concluíram que o uso de geração fotovoltaica é uma excelente opção para locais isolados quando se compara ao gerador à diesel. Estima-se que em 20 anos de uso do sistema fotovoltaico, cerca de 1,58 toneladas CO₂ deixarão de ser emitidos. Além disso, o sistema fotovoltaico oferecerá melhor qualidade de vida para a população e oferecerá condições apropriadas para o ensino.

Silva, Berrino e Ferreyra (2018) analisaram a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede na Universidade Nacional de Rafaela, na Argentina. Para dimensionar o sistema fotovoltaico considerou-se uma projeção de consumo de energia nos anos de 2018 e 2019 com base nos anos de 2014 até 2017. Por não haver dados disponíveis de irradiação solar para a cidade de Rafaela, realizou-se uma interpolação de dados de duas cidades próximas, com as devidas correções relativas à latitude e ao ângulo de inclinação. O sistema foi dimensionado para que a geração atendesse a maior demanda energética. Os autores concluíram que o estudo pode contribuir tanto para que a instalação sirva de base de pesquisa para estudantes e professores quanto para o uso de fontes renováveis para o fornecimento de energia.

Morales *et al.* (2019) verificaram os aspectos legais e técnicos para realizar a instalação do sistema fotovoltaico na *Universidad del Bío-Bío* no Chile. O módulo fotovoltaico considerado no estudo foi de 320 Wp. No programa *PSIM* foram inseridas as características elétricas do módulo e geradas as curvas I-V e P-V. Os resultados apontaram que o comportamento do módulo não é linear, entretanto há o ponto de máxima potência e, para obtê-lo, são necessários algoritmos de MPPT. Unido a isso, o estudo considerou o consumo de energia da universidade no período entre 2010 e 2017. Após a análise, verifica-se que há um aumento no consumo de energia nos meses de maio, junho e julho, que são os meses de inverno no Chile, quando se utiliza muito sistemas de calefação. Nesse período o valor de consumo chega a 284.400 kWh, todavia, a média mensal é de 196.000 kWh. Para gerar a média mensal foram necessários 2.552 módulos fotovoltaicos de 320 Wp e 167 inversores. O

estudo econômico mostrou que o primeiro VPL positivo é obtido no sexto ano após o início do projeto.

2.7.2 Projetos nacionais de edificações com sistemas fotovoltaicos instalados

Na Universidade Federal de Santa Catarina foi instalado o primeiro sistema fotovoltaico interligado à rede e integrado à arquitetura no Brasil. A potência total do sistema foi de 2kWp, além disso, o sistema foi integrado na fachada e os módulos foram dispostos com a inclinação da latitude local apontado para o norte geográfico. O estudo pôde verificar que a geração descentralizada e próxima ao ponto de consumo pode ser entendida como opção técnica viável e com grande potencial para a geração de energia em ambiente urbano (RÜTHER, 1999).

Takenaka (2010) verificou o potencial de geração de energia fotovoltaica nas coberturas das edificações no CEFET – MG, conectados à rede de distribuição. Analisou o perfil de consumo dos últimos 16 anos, com o objetivo de caracterizar um padrão da demanda de eletricidade. Os projetos arquitetônicos foram estudos para verificar a viabilidade de integração dos sistemas fotovoltaicos além da análise dos níveis de irradiação local. As simulações foram realizadas com três tecnologias (silício amorfo, silício monocristalino e policristalino). Observou-se que para todas as tecnologias foi possível gerar a quantidade de energia suficiente do campus analisado.

Freitas, Cumerlato, Salamoni (2015) estudaram o potencial de geração fotovoltaica integrada no Campus I da Universidade Católica de Pelotas, RS. Para isso, foram analisadas todas as edificações do Campus I e foram escolhidos três para a inserção dos módulos, após a análise da orientação solar, altura das edificações e das construções do entorno a fim de evitar sombreamento e a área das coberturas. A metodologia baseou-se em: analisar as coberturas das edificações, escolha das tecnologias utilizadas (policristalino e silício amorfo), levantamento da irradiação local, cálculo da geração de energia, verificação do consumo de energia do Campus I e análise do balanço energético. Ambos os sistemas tiveram a capacidade de gerar 32% da energia total consumida no Campus I, gerando a economia de 30% nos gastos com eletricidade, além de diminuir os impactos energéticos e ambientais.

No Distrito Federal, a preocupação com as mudanças climáticas levou à criação do Programa Brasília Solar, que busca estimular medidas de eficiência energética e instalar

módulos fotovoltaicos em escolas públicas. (DUARTE, 2016) realizou dois estudos utilizando o programa *PVSyst* e dados meteorológicos do *Meteonorm*. O primeiro baseou-se na substituição das lâmpadas atuais por lâmpadas LED em toda a escola, diminuindo o consumo em cerca de 35%. O segundo não previu tal substituição. O autor concluiu que quando é possível unir medidas de eficiência energética e geração renovável, o impacto do resultado é extremamente vantajoso para a sociedade porque integra medidas viáveis que tornam o projeto fotovoltaico menos oneroso, e assim mais atrativo.

Estudos sobre a geração de energia por meio da tecnologia fotovoltaica foram desenvolvidos nas escolas rurais de Ilha Bela e Ilha do Cardoso no estado de São Paulo. Analisaram-se três escolas que contêm a eletricidade por geração fotovoltaica e uma que utiliza gerador a diesel. A comparação entre as tecnologias mostrou que o gerador fotovoltaico é mais eficiente do que o gerador a diesel. O gerador a diesel mostrou problemas com o barulho e a disponibilidade do combustível, o que inviabiliza seu uso cotidianamente. Além disso, a geração fotovoltaica tornou possível o acesso à energia elétrica onde a rede de distribuição não chega, trazendo mais conforto aos usuários (SOUZA; TRIGOSO, 2016).

Mariano (2017) analisou a geração de energia por meio de um sistema fotovoltaico conectado à rede na Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Analisou-se os dados de irradiação por meio do programa *Radiasol*. Foram identificados os picos de consumo de energia. Considerou-se também a área de telhado disponível para a instalação dos módulos. O estudo conclui que o máximo de energia gerada seria de 4,37 GWh.

Faria *et al.* (2017) elaboram um projeto de eficiência energética com a integração de um sistema fotovoltaico no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. O objetivo do estudo foi mostrar os ganhos econômicos e ambientais obtidos com a implantação do projeto. A pesquisa se baseou nas diretrizes do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL que inclui obter a quantidade de energia economizada, a redução de demanda na ponta, a quantificação do custo anual total, o benefício anual total, a relação custo-benefício do projeto e as emissões evitadas de dióxido de carbono. Para que um projeto seja aceito no PEE é necessário que a relação custo-benefício (RCB) seja menor que 0,8. No estudo, o RCB total foi de 0,75, o que tornou o projeto viável. Os sistemas estudados foram a iluminação, o condicionamento de ar e o sistema fotovoltaico, que possui potência de 451 kWp e pode gerar até 790 kWh. Os três sistemas evitariam a emissão de 700,86tCO₂, provando a importância do trabalho para a sociedade e para o meio ambiente. Além disso, o estudo que envolveu

eficiência energética e geração distribuída por meio de fontes renováveis, mostrando impactos no uso da eletricidade.

Zomer *et al.* (2017) comparam a geração fotovoltaica dos sistemas integrados do Centro de Pesquisa em Energia Solar da UFSC com a geração real de um sistema que está em operação. Adotou-se o *PVSyst* para as simulações e comparou-se quatro arquivos climáticos para identificar qual é a base de dados que fornece valores mais próximos aos valores reais. O banco de dados climáticos que melhor representou a realidade foi o do INPE. A potência total do sistema instalado no Centro de Pesquisa é de 94,38 kWp, que estão divididos em Sistemas A (módulos de multi-Si), B (módulos de a-Si/ μ c-Si), C (módulos de CIGS) e D (módulos de CdTe). A média da geração real de energia no Sistema A no período entre agosto de 2016 até janeiro de 2017 foi de 7.951 kWh/mês. Nesse período, a energia consumida pela edificação foi 1.316 kWh, o que mostra que 85% da energia gerada foi injetada na rede, podendo ser utilizada na compensação do consumo de outras unidades consumidoras da universidade.

Moreira e Rodrigues (2018) analisaram a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede no Centro Universitário Alves Farias, em Goiânia, por meio da economia nos valores pagos de energia elétrica pela universidade. Foram levantados dados de consumo, de irradiação solar e da área disponível para instalação do sistema. O programa utilizado foi o *PVSyst*. Foi escolhido o módulo policristalino de 265 W e os inversores utilizados foram de 12,5 kWca, 40 kWca e 50 kWca. Verifica-se que alocando o sistema na área do telhado é possível suprir 63% do consumo total da instituição. O custo de implementação do sistema foi estimado em R\$ 2.186.200,00 e o *payback* simples foi de aproximadamente 6 anos, o que torna o investimento viável considerando a vida útil do sistema, que é 20 anos.

Haas, Rohr e Santos (2018) analisaram a possibilidade de instalação de módulos fotovoltaicos em escolas localizadas no estado do Rio Grande do Sul. O estudo levou em consideração a quantidade de escolas que serão atendidas pela instalação fotovoltaica bem como o formato de suas coberturas, além de analisar a diferença de geração com a alteração da inclinação delas. A análise técnica indicou que os melhores azimutes são o Norte, Noroeste e Nordeste. O melhor desempenho dos módulos foi encontrado inclinando-os 27°. O estudo concluiu que os telhados existentes têm a capacidade de gerar além do consumo necessário, que poderá suprir a necessidade energética de outras instituições de ensino, colaborando assim para a redução do custo público.

A Universidade Federal de Pelotas (UFPEL) possui um programa de redução de energia por meio de medidas técnicas e a educação dos usuários, entretanto, altos valores ainda são pagos nas faturas de energia elétrica. CLEFF *et al.* (2018) realizaram um estudo para a integração de um sistema de minigeração nas instalações da Faculdade de Arquitetura e Urbanismo da referida Universidade, instalando módulos fotovoltaicos na edificação. O consumo médio anual da edificação analisada é cerca de 105.000 kWh (11.550 kWh no horário de ponta e o restante fora de ponta). Foi proposto um sistema com 268 módulos, com potência total de 85,76 kWp. Os resultados mostraram que a energia dos prédios propostos poderá ser suprida pela energia gerada no sistema fotovoltaico, além de proporcionar um excedente que pode ser utilizado em outros prédios da instituição. A análise financeira mostrou que ao final de 25 anos haverá uma economia de R\$ 900.000,00.

Xavier *et al.* (2018) analisaram o impacto da geração fotovoltaica com a potência de 5 MW na Universidade Federal de Santa Catarina. O foco do estudo foi em uma unidade consumidora que consome cerca de 17,1 GWh por ano e tem uma despesa de R\$ 10,6 milhões. Formaram o sistema fotovoltaico 18.845 módulos de multi-Si. Utilizou-se o *PVSyst* para análise do desempenho do sistema. O sistema simulado resultou em uma redução de cerca de 30% com o custo da energia, o equivalente a R\$ 2.863.642,84. A inserção da geração local de energia mostrou-se relevante para reduzir o custo com energia elétrica na Universidade.

Gouveia (2018) analisou aspectos técnicos e econômicos da aplicação de um sistema fotovoltaico no formato de árvore para a inserção na Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília. Quanto aos aspectos técnicos, foram verificados para o dimensionamento do sistema a irradiação solar, a localização, a modelagem e o sombreamento. A análise econômica resultou em um custo de R\$ 17.712,00 para a implantação do projeto. O sistema foi modelado no *SketchUp* e utilizou-se o *PVSyst* para a simulação do desempenho. Considerou-se o sistema fotovoltaico conectado à rede, sem sistema de armazenamento e com potência total de 1kWp (24 módulos com potência de 55 Wp). Adotou-se a topologia de inversor central com potência de 1,5 kW. As perdas consideradas foram: (1) térmicas: 19W/m².K; (2) ôhmicas: 1,5%; (3) qualidade do módulo: 2,5%; (4) *mismatch*: 1%; (5) degradação pela luz: 2%; e (6) acúmulo de sujeira nos módulos: 3%. O estudo concluiu que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico foi de 2168 kWh/ano, o que reforça a redução dos gastos energéticos e o aumento da utilização das tecnologias de geração de energia renováveis.

Costa *et al.* (2018) analisaram técnica e economicamente a integração de um sistema fotovoltaico no telhado do Instituto da Primeira Infância no Ceará. Para o estudo foram utilizados os programas *RETScreen* (análise financeira) e o *SketchUp* (modelagem dos arranjos na volumetria da edificação e análise de sombreamento). O objetivo do estudo foi obter a melhor solução para a implementação do sistema fotovoltaico levando em consideração os dois aspectos estudados. Para isso, os autores realizaram três estudos de caso: (1) sistema fotovoltaico dimensionado para atender 75% da demanda de energia elétrica; (2) sistema fotovoltaico para atender 50% da demanda de energia elétrica; e (3) sistema fotovoltaico para atender 25% da demanda de energia elétrica. O dimensionamento do sistema fotovoltaico considerou as faturas de energia elétrica e com isso obteve-se a potência necessária ao sistema. Foram utilizados, na simulação, módulos de 250W e para atender o primeiro, segundo e terceiro casos foram necessários, respectivamente, 287, 191 e 96 módulos, gerando assim, 122 MWh, 81 MWh e 40 MWh. A potência do inversor escolhido foi de 6500 W e para atender o primeiro, segundo e terceiro casos, foram necessários 12, 8 e 4 inversores respectivamente, aumentando assim o preço final do sistema. Concluiu-se que o sistema mais vantajoso é o segundo caso porque tem um menor tempo de retorno do investimento, além de ocupar uma menor área, livrando assim os módulos do sombreamento.

Raimo, Sobreira e Bueno (2018) analisaram dados de uma micro usina fotovoltaica de 70 kWp instalada no Instituto Federal em São Paulo. A usina está conectada à rede de distribuição da concessionária local, é instalada no telhado da edificação e possui 264 módulos de multi-Si, cinco inversores e um centralizador das informações da geração final da usina. Para a simulação os autores utilizaram o *PVSyst* com dados climáticos da *NASA-SSE-synthetic*. As perdas consideradas foram as seguintes: (1) sombreamento: 1,8%; (2) massa de ar global: 3,4%; (3) sujeira: 2,0%; (4) conversão de energia no módulo: 16,2%; (5) degradação do módulo: 0,2%; (6) nível de irradiação: 0,6%; (7) temperatura: 19,3%; (8) perda elétrica no arranjo: 1%; (8) degradação induzida pela luz: 2,0%; (9) degradação por potencial induzido: 1,5%; (10) descasamento V_{mp} : 1,0 %; (11) cabeamento CC: 1,0%; (12) perdas do inversor: 3,6%; (13) cabeamento CA: 1,7%. Os autores compararam dados de quatro meses de funcionamento da usina com os dados simulados. Verifica-se que nos quatro meses de operação a produção prevista pelo *PVSyst* foi de 25.644 kWh, enquanto a real foi de 27.852 kWh, uma diferença de 8,6%, apontando para a confiabilidade dos resultados das simulações frente aos dados reais. Os resultados monitorados foram bem superiores aos simulados no

mês de setembro (acima de 40%) e foram superiores também no mês de outubro (10,9%), mostrando que o programa tem resultados conservadores nesses meses. Em julho e agosto os resultados da simulação foram mais otimistas que a realidade, mas a diferença percentual foi de no máximo 16,2% (em agosto). As produtividades seguem a mesma tendência da produção nos meses. Os autores concluíram também que a construção da usina trouxe o benefício de reduzir a conta de energia paga pela universidade, o que é extremamente positivo aos cofres públicos.

Batista *et al.*, (2018) analisaram a viabilidade econômica para a instalação de sistemas fotovoltaicos nas edificações dos *campus* do Instituto Federal de Goiás. Para tanto, foi verificado o consumo anual no horário de ponta e horário fora de ponta e a demanda contratada das unidades consumidoras que atendem o *campus*. Foram verificados os desvios azimutais e inclinação das coberturas, e a irradiação foi obtida por meio do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Além disso, os autores consideraram a diferença da Tarifa de Energia entre os horários de ponta e fora de ponta para determinar a quantidade de energia que precisa ser gerada para haver a total compensação do consumo de energia elétrica. Com esses dados, a estimativa da geração de energia foi realizada por meio do software *PVSyst*. Os resultados mostraram que é possível reduzir entre 93,5% a 99,9% nos gastos com energia elétrica e o retorno financeiro calculados pelos métodos *payback* e Valor Presente Líquido foi de 11 anos.

Krasnhak e Junior (2019) desenvolveram uma proposta de *retrofit* para a Universidade Tecnológica Federal do Paraná, com a substituição das lâmpadas atuais por lâmpadas LED e a inserção de um sistema fotovoltaico. A estimativa de redução do consumo com a substituição das lâmpadas é em torno de 40%, quando comparados com o consumo antes do *retrofit*, e a durabilidade das lâmpadas LED é em média 24 anos maior que as lâmpadas atuais. Para o projeto fotovoltaico, os autores utilizaram dados climáticos do Projeto SWERA³ e inserido no programa *Radiasol*. Os módulos foram instalados no telhado. A potência do sistema foi de 45 kWp, gerando assim 60 MWh por ano, o que representa cerca de 56% do consumo das lâmpadas existentes atualmente e cerca de 93% do consumo considerando o *retrofit*. Houve ganho considerável com a inserção de equipamentos mais eficientes, o que impacta diretamente no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

³ O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) levantou dados climáticos do recurso solar de diversas partes do mundo com o emprego de satélites geoestacionários.

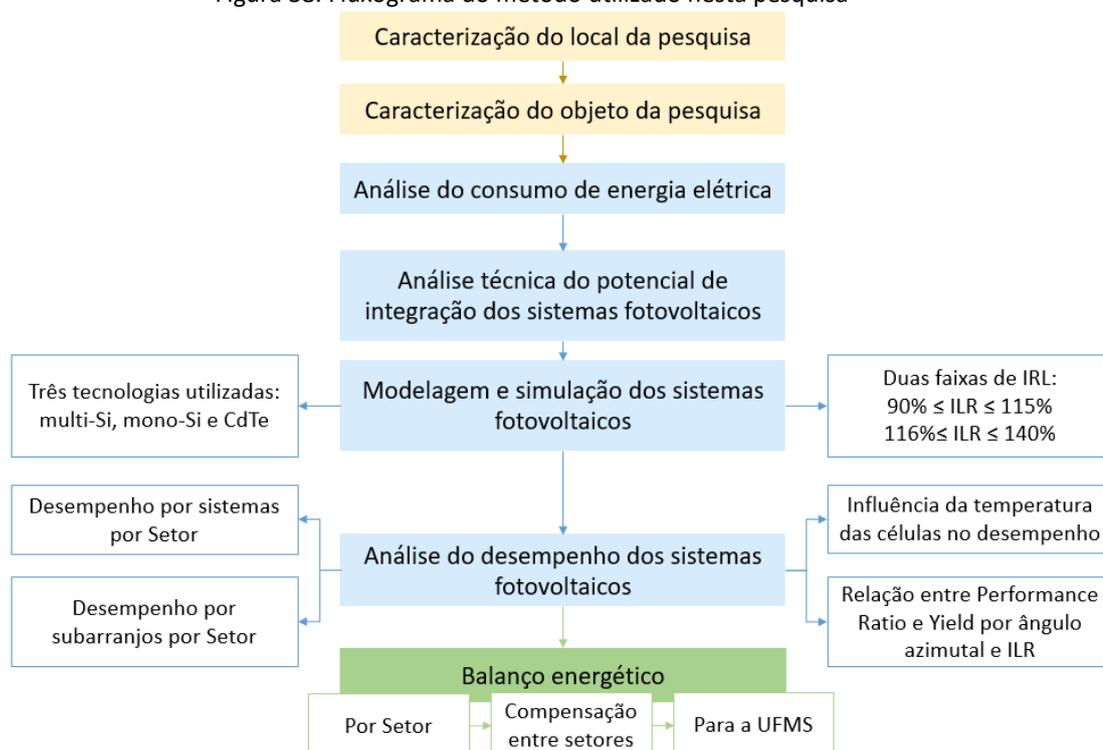
Silva e Shayani (2020) analisaram a viabilidade técnica da instalação de usina fotovoltaica no lago Paranoá a fim de gerar energia elétrica suficiente para suprir todo o consumo da Universidade de Brasília. Foi verificado o consumo anual no horário de ponta e fora de ponta em dois anos consecutivos para a obter a média anual. As simulações foram realizadas nos *softwares* Matlab e PVWatts. Para tal, foram selecionados 42.483 módulos policristalinos de 360 Wp, sendo sendo 119 strings em paralelo de 17 módulos em série e 21 inversores de 500 kW, com a potência instalada de 15,3 MW. Foram consideradas as perdas por poeira, sombreamento, incompatibilidade e cabeamento CC. Os resultados apontaram uma pequena diferença (3,8%) entre as gerações dos sistemas simulados, o que afirma os cálculos realizados. O sistema fotovoltaico flutuante gerou a quantidade de energia suficiente para suprir o consumo da instituição, ocupando apenas 0,18% do lago Paranoá.

Oliveira; Silva; Altoé (2021) analisaram a viabilidade econômica para a instalação do sistema fotovoltaico na para atender o consumo da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) no *Campus* São Mateus. Para isso, os autores verificaram o consumo anual nos horários de ponta e fora de ponta, e a demanda contratada. Os resultados apontaram que são necessários 2.548 módulos de 400 kWp e 7 inversores de 125 kW, para gerar a energia total consumida. A potência instalada foi de 1.019,2 kW e o investimento de R\$ 3.161.070,25. Foi verificado que o *payback* descontado do investimento ocorreu em quatro anos. Além disso, o estudo analisou a situação da energia fotovoltaica nas Universidades Federais, por meio dos levantamentos que foram realizados em novembro de 2020. Observa-se que cerca de 51% das Universidades Federais possuem sistemas fotovoltaicos instalados, em fase de instalação ou com recursos aprovados para aquisição dos materiais. Nota-se a tendência de instalação, à medida que as Universidades aprovaram os recursos necessários. Diante disso, o gasto com energia elétrica nas Universidades é elevado, e a geração fotovoltaica tem sido uma solução para a redução das despesas.

3. MÉTODO

Esta seção apresenta o método utilizado no desenvolvimento deste trabalho. O método foi dividido nos seguintes tópicos: (1) caracterização do local da pesquisa; (2) caracterização do objeto da pesquisa; (3) análise do consumo de eletricidade; (4) análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações; (5) modelagem e simulação dos sistemas fotovoltaicos; (6) análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos; e (7) balanço energético. O fluxograma representativo deste método é apresentado na Figura 38.

Figura 38. Fluxograma do método utilizado nesta pesquisa

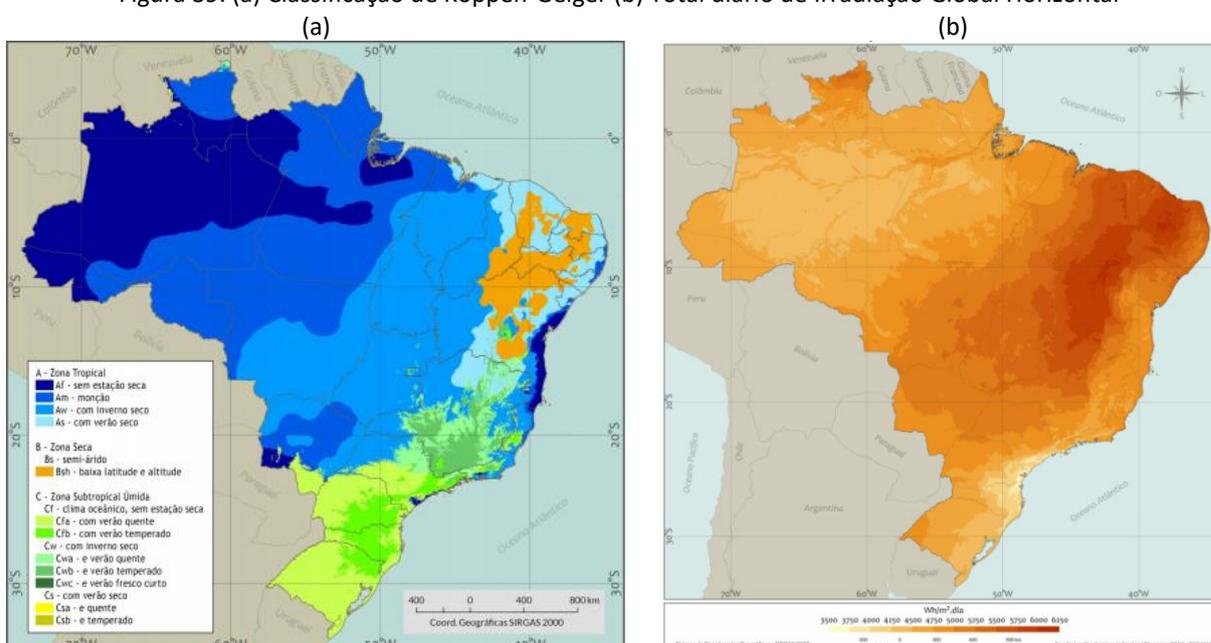


3.1 Caracterização do local da pesquisa

A pesquisa foi realizada na cidade de Campo Grande (20.4697° S, 54.6201° W), capital do estado de Mato Grosso do Sul, localizada na região Centro-Oeste no Brasil. A cidade de Campo Grande, segundo a classificação climática de Köppen-Geiger (Figura 39a), possui um clima tropical úmido, chuvoso no verão e seco no inverno (Aw: equatorial com inverno seco).

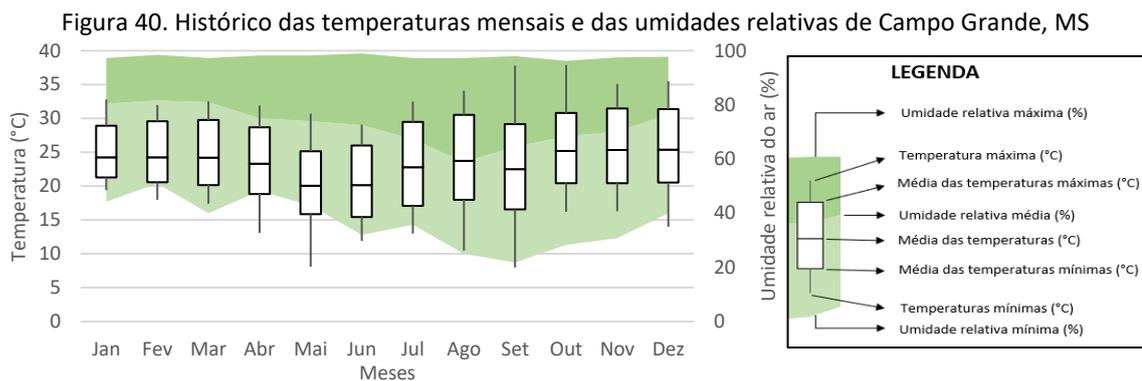
Os totais diários da Irradiação Global Horizontal (GHI) do Brasil são apresentados na Figura 39b. Apesar de Campo Grande possuir os menores valores de irradiação do Centro Oeste, com índices variando de 3,5 kWh/m² (maio a junho) a 6,0 kWh/m² (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro), o recurso solar é abundante na cidade. Em março, abril, maio, setembro e outubro, a GHI permanece em torno de 4,5 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2017). Por isso, a fonte de energia selecionada para geração renovável nesse trabalho foi a fotovoltaica. Essa fonte apresentou um aumento da participação na matriz elétrica nos últimos anos e foi a fonte de energia renovável com maior participação na Geração Distribuída (EPE, 2021, 2020c).

Figura 39. (a) Classificação de Köppen-Geiger (b) Total diário de Irradiação Global Horizontal



Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017)

Na Figura 40 estão apresentadas as temperaturas mínimas, máximas e médias, a média das máximas e a médias das mínimas mensais e a umidade relativa para Campo Grande, segundo dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) no período de 1981 a 2010. A temperatura mais alta foi de 39,7°C registrada no mês de novembro e a temperatura mais baixa foi de 1,4 °C registrada no mês de julho. A média da umidade relativa foi de 69,7% e agosto foi o mês que registrou menor umidade (54,4%). Cerca de 75% das chuvas ocorrem entre os meses de outubro e abril, quando a temperatura média anual em 24 °C. Os meses com menor precipitação foram junho, julho e agosto (ANDREASI; VERSAGE, 2003).



3.2 Caracterização do objeto de estudo

A Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS) possui 8 *campi* em diferentes municípios do estado, 11 polos para ensino a distância e uma Cidade Universitária localizada na capital, Campo Grande. Atualmente a UFMS possui mais de 25 mil alunos, distribuídos em 113 cursos de graduação e 96 programas de pós-graduação. As localizações de todos os *campi* e polos da UFMS são apresentadas na Figura 41a.

O objeto de estudo desta pesquisa foi o *campus* Cidade Universitária da UFMS. A Cidade Universitária da UFMS possui uma área construída de 219.363,84 m² e é dividida em quatro Setores, compostos majoritariamente por edificações de até três pavimentos (pisos). A disposição dos setores está apresentado na Figura 41b. O Setor 1 possui maior área construída, representando 57% da UFMS, enquanto as edificações do Setor 4 representam apenas 4% de área construída.

Figura 41. Caracterização do objeto de estudo (a) *Campi*, polos e Cidade Universitária da UFMS (b) Visão geral dos quatro Setores do *campus* Cidade Universitária UFMS



Fonte: adaptado de (CPO/PROADI, 2019b; UFMS, 2020)

A Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS) teve sua origem em 1962, com a criação da Faculdade de Farmácia e Odontologia de Campo Grande, na cidade de Campo Grande, que seria o embrião do ensino superior público no sul do então Estado de Mato Grosso. Com o passar dos anos, os cursos foram incorporados. Em 1966 foi instituído o curso de Medicina. No ano seguinte, em Corumbá foi criado o Corumbá o Instituto Superior de Pedagogia e, em Três Lagoas, o Instituto de Ciências Humanas, ampliando a rede de ensino superior. Com a integração dos institutos de Campo Grande, Corumbá e Três Lagoas, foi criada a Universidade Estadual de Mato Grosso (UEMT). Em 1970, foram criados os Centros Pedagógicos de Aquidauana e Dourados; incorporados à UEMT. Após a divisão do estado, em 1979, a Universidade foi denominada de Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS). Neste *campus* operam 78 cursos de graduação que compõem a Escola de Administração e Negócios, as Faculdades de Artes, Letras e Comunicação, de Ciências Farmacêuticas, Alimentos e Nutrição, de Ciências Humanas, de Computação, de Direito, Faculdade de Educação, de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, de Medicina, de Medicina Veterinária e Zootecnia, de Odontologia, e os Institutos de Biociências, de Física, de Química e Integrado de Saúde.

3.3 Análise do consumo de eletricidade

O *campus* Cidade Universitária possui 6 Unidades Consumidoras (UCs) com medição em alta tensão, conforme Tabela 7. O Setor 4 possui três UCs e os demais Setores possuem apenas uma UC. Todas as UCs são definidas como A4 – Poder Público. A UC 10/9000001-9 é a única enquadrada na modalidade tarifária Azul, e devido a isso, possui uma demanda contratada no horário de ponta e uma demanda contratada no horário fora de ponta.

Tabela 7. Relação entre as unidades consumidoras e Setores da UFMS

Setor	Unidade Consumidora	Modalidade Tarifária	Demanda Contratada (kW)		Classe - Subclasse
			Horário de Ponta	Horário Fora de Ponta	
1	10/9000001-9	Azul	1.000	1.680	A4 – Poder Público
2	10/1261939-1	Verde	-	300	A4 – Poder Público
3	10/1101-5	Verde	-	400	A4 – Poder Público
4	10/9001794-8	Verde	-	180	A4 – Poder Público
4	10/1083-5	Verde	-	40	A4 – Poder Público
4	10/992569-4	Verde	-	120	A4 – Poder Público

Fonte: dados da (CPO/PROADI, 2019a)

Como as edificações da Cidade Universitária da UFMS não possuem monitoramento do consumo individual, a análise de consumo foi feita por Setor e para os quatro Setores. O consumo de eletricidade das UCs foi obtido por meio da memória de massa da concessionária local no período de 01/01/2018 a 31/12/2018. O consumo foi dividido no horário solar⁴ (6:00h às 17:29h), horário da ponta (17:30h às 20:30h) e horário noturno (20:31h às 05:59h).

3.4 Análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações

Para a seleção das edificações e análises das integrações dos sistemas fotovoltaicos, inicialmente foram solicitados os projetos das edificações da Cidade Universitária da UFMS junto à Diretoria de Planejamento de Gestão e Infraestrutura. Os projetos recebidos foram analisados, selecionando-se aqueles com informações suficientes para a modelagem das edificações.

Subsequentemente, foram realizadas visitas *in loco* para a avaliação visual e exclusão de coberturas de edificações que apresentaram sombreamento (árvores, outras edificações ou elementos da própria edificação como caixa d'água etc.). Essa análise foi qualitativa, com análise visual da orientação da cobertura e da altura do volume próximo, sem a valoração dos efeitos de sombreamento às coberturas. Foram excluídas edificações com áreas de coberturas inferiores a 80 m².

Após a exclusão de edificações devido ao sombreamento, procedeu-se a nomeação das edificações selecionadas. Isso foi necessário pois os projetos foram enviados como Blocos, alguns com mais de uma edificação. Dessa forma, optou-se por adotar um padrão de nomenclatura específico para esse trabalho.

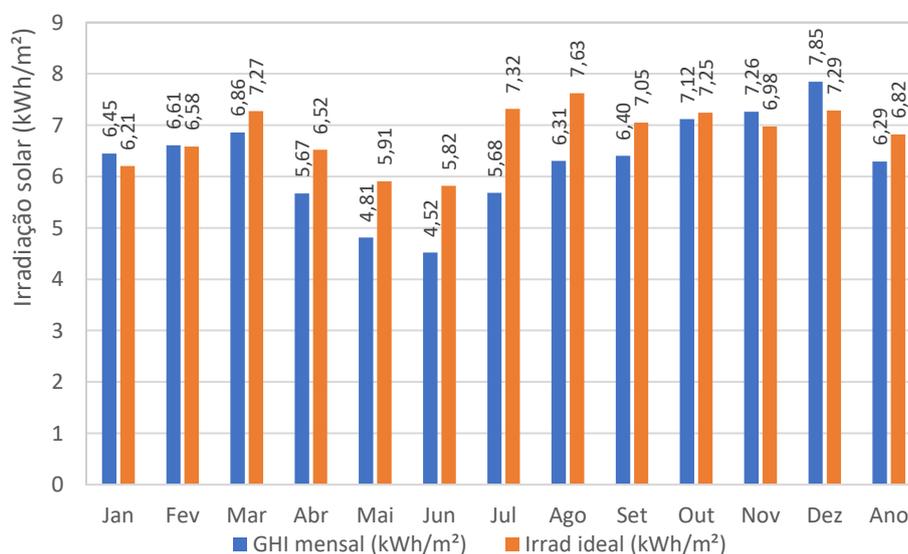
As volumetrias das edificações foram modeladas tridimensionalmente para a avaliação das áreas disponíveis para alocação dos módulos. Foram considerados os ângulos entre as superfícies possíveis de acomodação dos módulos e o Norte (ângulos azimutais dos sistemas) e a inclinação das superfícies das coberturas. Os módulos foram alocados nas superfícies das coberturas na mesma inclinação delas ou causando o mínimo de alteração na volumetria. As áreas totais para a integração em cada superfície foram calculadas considerando volumes extras nas coberturas das edificações.

⁴ Apesar do período da disponibilidade da irradiação solar variar ao longo do ano, adotou-se esse período para coincidir com o período anterior ao horário de ponta da Concessionária local.

Por meio do programa Radiasol, foram calculadas as irradiações nas superfícies das coberturas selecionadas. O Radiasol é um programa desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Esse programa calcula os valores de irradiação em qualquer plano (diversas inclinações e desvios azimutais), a partir dos valores de entrada de irradiação no plano horizontal (UFRGS, 2020).

Os dados de entrada utilizados foram os valores das médias diárias mensais dos 12 meses do ano da Irradiação Horizontal Global para Campo Grande, MS de acordo com o INMET (INMET, 2019c). Esses valores foram comparados com o valor de irradiação ideal, obtido considerando o sistema instalado com desvio azimutal igual a zero, conforme Martins *et al.*, (2020), e inclinação próxima a latitude (20°), conforme Hickel (2017) e Saber *et al.* (2014). Os dados de irradiação solar em Campo Grande são apresentados na Figura 42. Percebe-se que as condições ideais resultam em maior diferença em relação à GHI do plano horizontal nos meses de maio a agosto, especialmente em junho, quando a GHI é a menor do ano. Nos meses de maior irradiação no plano horizontal (novembro e dezembro), a condição ideal resulta em menores níveis de irradiação.

Figura 42. Dados de irradiação solar para Campo Grande (MS)



Fonte: dados de (INMET, 2019d)

As diferenças entre a irradiação da superfície ($Irrad_{sup}$) e a irradiação ideal ($Irrad_{ideal}$) foram calculadas para todas as superfícies de cobertura, conforme Equação 1.

$$Diferença (\%) = \left(\frac{Irrad_{sup} - Irrad_{ideal}}{Irrad_{ideal}} \right) * 100\% \quad (1)$$

Foram descartadas do estudo coberturas com diferença percentual maiores de 15% (valor arbitrado). As superfícies escolhidas para a integração foram caracterizada com seu ângulo azimutal, inclinação e área disponível para alocação dos módulos. O conjunto de módulos alocados em cada superfície foi chamado de subarranjo. O conjunto de subarranjos de módulos de uma mesma edificação foi chamado de sistema fotovoltaico. Cada sistema fotovoltaico foi composto por pelo menos dois subarranjos em cada edificação (podendo ter mais subarranjos conforme o número de superfícies na cobertura). Os subarranjos podem diferir entre si pelos seus ângulos azimutais e inclinações, dependendo das características da superfície de cobertura na qual cada um foi modelado.

Os módulos fotovoltaicos foram dispostos seguindo a mesma inclinação das superfícies das coberturas, evitando perdas por auto sombreamento (o que reduziria o rendimento dos sistemas), minimizando intervenções nas características arquitetônicas das edificações e reduzindo assim custos extras. Foram verificadas as melhores disposições dos módulos em cada superfície das coberturas das edificações. A existência de platibandas, caixas de água, antenas ou quaisquer outros objetos que pudessem dificultar a alocação dos módulos ou que proporcionasse sombreamento foram consideradas.

3.5 Modelagem e simulação dos sistemas fotovoltaicos

3.5.1 Programa de simulação utilizado

Após a análise do potencial de integração dos módulos nas coberturas, os sistemas fotovoltaicos foram configurados e simulados. As simulações foram realizadas no programa SAM (*System Advisor Model*) versão 2020.2.29 no modelo detalhado de sistemas fotovoltaicos sem análise financeira. O SAM é desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL). O programa é gratuito e pesquisas desenvolvidas provaram resultados confiáveis (FREEMAN *et al.*, 2014; GAISER; STROEVE, 2014; HEINE; THATTE; TABARES-VELASCO, 2019b; SABER *et al.*, 2014; ZUBAIR *et al.*, 2018).

O SAM utiliza arquivos climáticos (*TRY* ou *TMY*) para a simulação da geração do sistema fotovoltaico. Os arquivos climáticos são formados por uma base de dados horários que possuem os valores da temperatura do ar, GHI, umidade relativa, dentre outros.

3.5.2 Dados climáticos para a simulação

Os valores médios diários da Irradiação Global Horizontal (GHI) dos arquivos climáticos do INMET e SWERA para Campo Grande foram comparados com o valor dessa grandeza constante no Atlas Brasileiro de Energia Solar (Tabela 8). Os dados de GHI do Atlas foram obtidos considerando coordenadas geográficas próximas ao local do estudo na base de dados do LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia). A diferença entre o valor do Atlas para o valor do SWERA é de 5,3%, e a diferença entre o valor do Atlas e o INMET é de 0,8%, o que mostra que os dados de irradiação do arquivo climático do INMET são os mais próximos aos dados de irradiação do Atlas.

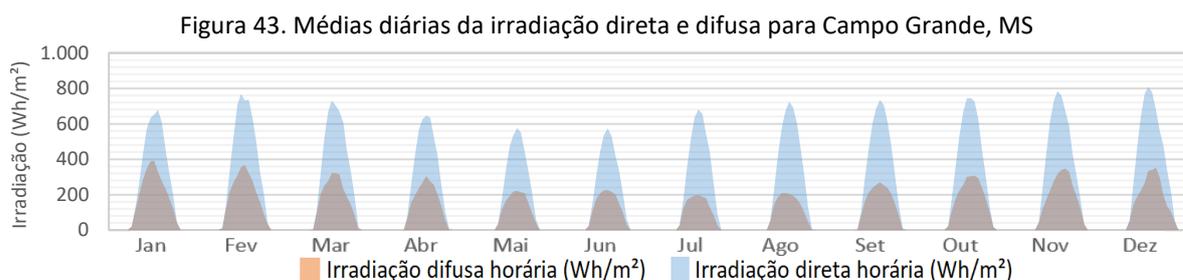
Tabela 8. Comparação entre arquivos climáticos para Campo Grande/MS

Arquivos climáticos	Latitude (°)	Longitude (°)	GHI (Média do total anual) kWh/m ² .dia
SWERA	-20,47	-54,67	5,28
INMET	-20,47	-54,67	4,97
Atlas Brasileiro de Energia Solar (ID 10280)	-20,5	-50,65	5,01

Fonte: (INMET, 2019d; LABREN, 2019; SWERA, 2019)

Por isso, as simulações deste trabalho utilizaram o arquivo do Instituto Nacional de Metrologia (INMET)⁵ para a cidade de Campo Grande, MS (INMET, 2019a). No programa, optou-se pela adoção do modelo de radiação difusa de Perez e as base de irradiação dos arquivos climáticos escolhidas foram a Irradiação Horizontal Global (GHI) e a Irradiação Horizontal Direta (DHI).

Na Figura 43 estão apresentadas as médias diárias de irradiação direta e difusa de acordo com o arquivo climático adotado para Campo Grande, MS. O mês de dezembro apresentou a maior irradiação solar média (6.083 Wh/m²), enquanto junho obteve a menor irradiação solar média (3.615 Wh/m²).



⁵ Disponível em https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA//BRA_MS_Campo.Grande.Intl.AP.868100_INMET.

3.5.3 Módulos fotovoltaicos utilizados nas simulações

Foram simuladas três tecnologias de módulos fotovoltaicos: silício policristalino (multi-Si), silício monocristalino (mono-Si) e Telureto de Cádmiio (CdTe). Os módulos de silício foram selecionados por representarem mais de 95% da produção mundial dos módulos fotovoltaicos enquanto o módulo de CdTe por apresentar bom desempenho em estudos em climas quentes e boa resposta espectral (BRAGA *et al.*, 2018; DO NASCIMENTO *et al.*, 2019; FRAUNHOFER, 2020, 2021). Na Tabela 9 estão apresentados os dados elétricos e mecânicos dos módulos selecionados. Os *datasheets* dos módulos encontram-se no Anexo.

Tabela 9. Dados elétricos e mecânicos dos módulos utilizados nas simulações

Tecnologia de módulos	multi-Si	mono-Si	CdTe
Fabricante	Canadian Solar	Canadian Solar	First Solar
Modelo	CD6U-330P	CS3U-360MS	Serie 6-435A
Potência máxima nominal (P _{max})	330 W	360 W	435 W
Tensão de Operação (V _{mp})	37,2 V	39,2 V	183,6 V
Corrente de Operação (I _{mp})	8,88 V	9,19 A	2,37 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,6 V	47 V	219,2 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	9,45 V	9,69 A	2,55 A
Eficiência do Módulo	16,97%	18,15%	17,54%
Coefficientes de temperatura	-0,410 %/°C	-0,383 %/°C	-0,244 %/°C
Dimensões (mm)	1.960x992x40	2.000x992x40	2.009x1.232x49

Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2020) (FIRST SOLAR, 2019) (CANADIAN SOLAR, 2019b)

Observa-se que as dimensões dos módulos CdTe são maiores que as demais tecnologias, o que impactou no potencial de integração. Os módulos multi-Si possuem a menor potência máxima (330W) entre todas as tecnologias e o sistema CdTe possui a maior potência máxima (435W). Os sistemas mono-Si possuem a maior eficiência (18,15%), enquanto a tecnologia multi-Si possui a menor (16,97%). Verificando os coeficientes de temperaturas, nota-se o sistema CdTe possui o menor índice (-0,244%/°C) entre as demais tecnologias, o que mostra que em maiores temperaturas haverá menor perda da eficiência da célula fotovoltaica. Os módulos foram dispostos nas coberturas com a distância de 4 (quatro) centímetros em cada fileira.

3.5.4 Inversores utilizados

Os sistemas foram modelados com inversores trifásicos com eficiência superior a 95%. Foi escolhido pelo menos um inversor para cada sistema fotovoltaico (subarranjo) de cada edificação. Foram propostos arranjos que possibilitassem o menor número de inversores. Além disso, foi analisada a relação entre a tensão dos módulos e a tensão dos inversores para que o inversor pudesse suportar a corrente e a tensão de entrada, sem comprometer seu desempenho. Os inversores selecionados foram dos fabricantes *ABB, Canadian, Fronius, Huawei, SMA* e *Sungrow*, que foram os mais comercializados no Brasil (GREENER, 2020).

Deschamps e Rüther (2019) pontuaram que o desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode ser influenciado pela taxa de carregamento do inversor utilizado. A taxa de carregamento do inversor (ILR – *Inverter Loading Ratio*) é a razão entre a potência nominal dos módulos (CC) e a potência nominal dos inversores (CA), conforme Equação 2.

$$ILR = \frac{\text{Quantidade de módulos} * \text{Potência dos módulos (kWcc)}}{\text{Quantidade de inversores} * \text{Potência dos inversores (kWca)}} \quad (2)$$

Para comparar as diferenças de desempenho de acordo com diferentes ILR, cada sistema fotovoltaico simulado foi modelado em duas faixas de carregamento dos inversores:

- Primeira faixa: $90\% \leq ILR \leq 115\%$;
- Segunda faixa: $116\% \leq ILR \leq 140\%$.

Para cada desvio azimutal e inclinação (cobertura), optou-se pelo uso de pelo menos um inversor para cada inclinação ou por inversores com dois ou mais MPPT (*maximum power point tracking*), de modo a não interferir na eficiência do sistema uma vez que cada inclinação apresenta uma disponibilidade de irradiação solar, o que impacta na geração de energia.

3.5.5 Perdas na modelagem dos sistemas fotovoltaicos

Vários parâmetros podem influenciar o rendimento de um sistema fotovoltaico (ZOMER, 2014). Por isso, é importante considerar as perdas no processo de simulação. As perdas utilizadas nas simulações deste trabalho foram baseada nos estudos de Amancio *et al.*, (2020), Alberto e Sorgato (2019), Dolla *et al.* (2018), Duarte (2016) e Sorgato, Schneider e Rüther (2017). Os valores selecionados estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10. Perdas utilizadas no SAM

Componentes de perdas	Percentual
Diodos e conexões	0,5%
Perdas ôhmicas na fiação CA	2,0%
Perda mismatch do módulo	2,0%
Perda na degradação por exposição	3,0%
Perdas ôhmicas na fiação CC	1,5%
Indisponibilidade do sistema	2,0%
Perdas de transmissão	0,1%

As sujeiras depositadas sobre os módulos propiciam perdas na absorção irradiação solar no módulo fotovoltaico, afetando especialmente a corrente do módulo pois reduz a incidência direta da irradiação sobre a superfície do módulo (ARAÚJO; MARQUES DE CARVALHO; DUPONT, 2019). Para Duarte (2016), a perda por sujeira está relacionada com a precipitação do local em que os módulos estão instalados. Segundo Tanaka (2019), a eficiência dos módulos fotovoltaicos diminui com o acúmulo da sujeira na superfície das células fotovoltaicas, o que pode ser causado ou agravado pela ausência de chuva, que funciona como agente natural de limpeza da superfície dos módulos.

Amancio *et al.* (2020) realizaram ensaios no simulador solar PASAN modelo High Light 3 LMT Module Tester, instalado no GEDAE na Universidade Federal do Pará, para verificar a potência máxima dos módulos, estando sujos e limpos. Os resultados mostraram que a diferença entre as potências foi em média 95%, variando de 92% (225W para o módulo sujo e 245W para o módulo limpo) a 97% (225W para o módulo sujo e 232 para o módulo limpo).

Desse modo, para representar maior correspondência entre as perdas por sujeira (ou sujidade) para Campo Grande, foram adotados valores percentuais de sujeira diferentes de acordo com os acumulados mensais de precipitação, segundo dados médios do INMET entre 1981 e 2000. A seguinte escala foi adotada de acordo com os níveis de precipitação mensal: acima de 150mm – 3%; entre 50mm e 150mm – 5%; abaixo de 50mm – 7%. Dessa forma, os percentuais mensais de perda por sujeira considerados nas simulações são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11. Percentuais de perdas por sujidade adotados de acordo com os acumulados mensais de precipitação para Campo Grande, MS

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Acumulado de precipitação mensal (mm)	225	176	149	89	88	47	35	45	77	150	164	206	121
% sujidade considerada	3	3	5	5	5	7	7	7	5	3	3	3	4,67

Fonte: (INMET, 2019b)

3.6 Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos simulados foram avaliados pelos seguintes indicadores: taxa de desempenho (PR – *Performance Ratio*) e a produtividade (*Yield*). O PR é uma medida que independe da localização do sistema fotovoltaico e mede o desempenho real do sistema (com perdas) e o desempenho ideal do sistema (sem perdas, ou seja, o máximo desempenho teórico possível), conforme demonstrado na Equação 3. Quanto mais próximo de 1 estiver o valor da PR mais eficaz é o sistema fotovoltaico.

$$Performance\ Ratio\ (PR) = \frac{Energia\ gerada\ (com\ perdas)\ (kWh)}{Energia\ ideal\ (sem\ perdas)\ (kWh)} \quad (3)$$

O *Yield* é a geração total de eletricidade do sistema pela potência nominal do sistema fotovoltaico (kWh/kWp) para um determinado intervalo de tempo, conforme Equação 4. Nesse trabalho, foram considerados os *yields* anuais e horários (BRAGA *et al.*, 2018; DOLLA *et al.*, 2018; SMA, 2014; ZOMER, 2014).

$$Yield\ (kWh/kW) = \frac{Energia\ gerada\ (kWh)}{Potência\ Instalada\ (kW)} \quad (4)$$

A análise que considerou os indicadores por sistema fotovoltaico (por edificação), apresentando os valores de PR e *yield* ponderados por Setor e para toda a UFMS, considerando os melhores desempenhos por tecnologia e por carregamento do inversor estão apresentados em 3.6.1. Os valores de *yield* e PR por subarranjo foram analisados, evidenciando as diferenças causadas pelos ângulos azimutais e as inclinações (3.6.2). Essas duas análises foram realizadas considerando separadamente os sistemas fotovoltaicos de cada Setor. Para evidenciar as diferenças de desempenho entre as tecnologias de módulos, o desempenho dos sistemas com a irradiação e as temperaturas atingidas pelas células fotovoltaicas em dias específicos foram relacionados em 3.6.3.

3.6.1 Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Para cada edificação foram simulados seis diferentes sistemas fotovoltaicos (um para cada uma das três tecnologias de módulos e um para cada uma das duas faixas de carregamento). O SAM possui como variáveis de saída os valores de *yield* e Performance Ratio

(PR) anuais do sistema fotovoltaico, ou seja, consideram o desempenho de todos os subarranjos modelados no mesmo sistema fotovoltaico.

Os valores de *yield* e Performance Ratio dos sistemas fotovoltaicos de cada Setor foram comparados para verificar se a mudança do ILR impactou o desempenho do sistema fotovoltaico. Além disso, para cada sistema fotovoltaico foi verificada a tecnologia que resultou no melhor desempenho (maiores indicadores e maior geração de energia).

Os valores anuais ponderados de *yield* e PR dos sistemas fotovoltaicos por Setor foram calculados. Para isso, foram selecionados por tecnologia de módulos os sistemas fotovoltaicos das edificações cujas taxas de carregamento do inversor resultaram em maior geração anual. Os valores das gerações foram distintos devido aos inversores utilizados em cada carregamento. Nos casos em que a geração e o *yield* dos sistemas foram iguais para as duas faixas de carregamento, o sistema da segunda faixa de carregamento foi selecionado. Nos casos em que houve a mesma geração, mas *yields* diferentes, o sistema com maior *yield* foi selecionado.

Os valores resultantes dessa análise por tecnologia de módulos foram ponderados de acordo com a potência instalada em corrente contínua (potência total de módulos do sistema fotovoltaico) para a obtenção dos valores de PR e *yield* por Setor, conforme Equações 5 e 6.

$$Yield_{ponderado\ Setor} = \frac{\sum_{i=1}^n (Yield)_{Ed\ i} * (Potência\ em\ CC)_{Ed\ i}}{\sum_{i=1}^n (Potência\ em\ CC)_{Ed\ i}} \quad (5)$$

$$PR_{ponderado\ Setor} = \frac{\sum_{i=1}^n (PR)_{Ed\ i} * (Potência\ em\ CC)_{Ed\ i}}{\sum_{i=1}^n (Potência\ em\ CC)_{Ed\ i}} \quad (6)$$

Em que n é o número de edificações de cada Setor. Os valores de *yield* e PR considerando todos os sistemas fotovoltaicos da Cidade Universitária da UFMS foram calculados por meio das Equações 7 e 8.

$$Yield_{ponderado\ UFMS} = \frac{\sum_{i=1}^4 (Yield_{ponderado\ Setor-i}) * (Potência\ em\ CC)_{Setor\ i}}{\sum_{i=1}^4 (Potência\ em\ CC)_{Setor\ i}} \quad (7)$$

$$PR_{ponderado\ UFMS} = \frac{\sum_{i=1}^4 (PR_{ponderado\ Setor-i}) * (Potência\ em\ CC)_{Setor\ i}}{\sum_{i=1}^4 (Potência\ em\ CC)_{Setor\ i}} \quad (8)$$

Com esses valores foi possível apontar qual tecnologia de módulos fotovoltaicos apresentou melhor desempenho técnico nas condições climáticas de Campo Grande e nas condições de integração nas edificações dos Setores da Cidade Universitária da UFMS.

3.6.2 Desempenho dos subarranjos

Os valores de saída do *yield* do SAM (por sistema fotovoltaico) suprimem as diferenças de desempenho de cada subarranjo. Para avaliar o impacto da simulação de subarranjos com diferentes condições de instalação (ângulos azimutais e/ou inclinações diferentes) em um mesmo sistema fotovoltaico, os *yields* e PR de cada subarranjo foram calculados. O intervalo de tempo considerado para esse cálculo foi o primeiro ano de geração.

Como o SAM fornece apenas os dados de *yield* e PR por sistema, os cálculos do *yield* e do PR por subarranjo foram conduzidos fora do programa com dados das simulações por subarranjo. O processo foi iniciado com a obtenção da irradiação incidente no subarranjo ($POA_{subarranjo}$), que foi obtida pela média anual dos valores horários de saída do SAM obtidos em *Data tables > Hourly data > POA front total irradiance* (valores em W/m^2). Dessa forma, a energia gerada pelo subarranjo ($Energia_{subarranjo}$) no ano é calculada pela equação 9:

$$Energia_{subarranjo}(kWh) = (POA_{subarranjo} * A * Q * 8.760)/1000 \quad (9)$$

No qual:

- A: área do módulo (em m^2);
- Q: quantidade de módulos do subarranjo;
- POA: Irradiação no subarranjo (em W/m^2)

O valor 8.670 que está na Equação 9, refere-se à quantidade de horas em um ano. Em seguida, a energia nominal gerada pelo subarranjo foi calculada ($Energia_{nominal_subarranjo}$), considerando a eficiência dos módulos utilizados (equação 10, em que η é a eficiência do módulo em %). Essa é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico sem perdas (energia nominal).

$$Energia_{nominal_subarranjo}(kWh) = Energia_{subarranjo} * \eta \quad (10)$$

O SAM fornece como saída (*output*) o valor bruto da energia gerada em corrente contínua por subarranjo anualmente ($Energia_{brutaCC_subarranjo}$, no SAM *Gross DC energy*), que contabiliza a energia gerada nominal do subarranjo com as perdas por sombreamento, sujeira e reflexão. O valor da energia líquida em CC ($Energia_{líquidaCC_subarranjo}$, no SAM *Net DC energy*) é obtido pela diminuição do valor bruto de todas as perdas CC, cujas valores por subarranjo são saídas do SAM: perdas por diodos e conexões (no SAM, *diodes and connections loss*), perdas por descasamento entre as quantidades de energia geradas por dois ou mais módulos dentro de um arranjo fotovoltaico dos módulos (no SAM, *mismatch loss*), possível imprecisão nos dados de placa dos módulos (no SAM, *nameplate loss*), perdas de fiação CC (no SAM, *DC wiring loss*) (GOMES, ANNY ELENA, 2017). A Equação 11 apresenta o somatório das perdas em CC (valores em kWh).

$$Perdas_{CC_subarranjo} = Gross_{losses} - (Diodes_{losses} + Mismatch_{losses} + Nameplate_{losses} + Wiring_{losses}) \quad (11)$$

A Equação 12 representa a diferença entre a energia bruta (em CC) e as perdas (em CC). Todos os valores estão em kWh.

$$Energia_{líquidaCC_subarranjo} = Energia_{brutaCC_subarranjo} - \sum Perdas_{CC_subarranjo} \quad (12)$$

O valor da energia líquida em CC corresponde ao valor da energia bruta em CA ($Energia_{brutaCA_subarranjo}$). Para obter o valor da energia líquida em CA por subarranjo ($Energia_{líquidaCA_subarranjo}$), deve-se subtrair de $Energia_{brutaCA_subarranjo}$ as perdas em CA, cujos percentuais constam no gráfico de perdas dos resultados do SAM (*Losses*), conforme Equação 13 (valores em kWh).

$$Energia_{líquidaCA_subarranjo} = Energia_{brutaCA_subarranjo} - \sum Perdas_{CA_subarranjo} \quad (13)$$

As perdas em CA são (em kWh):

- Corte de energia do inversor (*inverter power clipping*);
- Consumo de energia do inversor (*inverter power consumption*);
- Consumo noturno do inversor (*inverter nighttime consumption*);
- Eficiência do inversor (*inverter efficiency*);
- Fiação CA (*AC wiring*);

- Perdas de transformação (*transformes loss*); e
- Perdas de disponibilidade e corte em CA (*AC availability and curtailment*).

Com o valor de $Energia_{liquidaCA_subarranjo}$, foram calculados os valores dos *yields* (equação 14) e PR (equação 15) dos subarranjos.

$$Yield_{subarranjo} (kWh/kW) = \frac{Energia_{liquidaCA_subarranjo}}{Q * P} \quad (14)$$

$$PR_{subarranjo} = \frac{Energia_{liquidaCA_subarranjo}}{Energia_{nominal_subarranjo}} \quad (15)$$

No qual:

- P: potência de um módulo fotovoltaico;
- Q: quantidade de módulos do subarranjo.

Os valores de *yield* nos subarranjos obtidos foram utilizados para relacionar o impacto dos ângulos azimutais e das inclinações no desempenho dos sistemas que foram comparados com os valores de *yield* do sistema (edificação). Foram comparados os indicadores por subarranjo que permitiu relacionar os ângulos azimutais e as inclinações específicas, uma vez que analisando o sistema fotovoltaico da edificação não seria possível mensurar essas diferenças. Essas análises foram realizadas considerando separadamente os resultados de cada Setor.

3.6.3 Análise da correlação de Pearson entre PR e *yield*

Considerando os resultados de todos os Setores em conjunto, conduziu-se uma análise da existência da correlação de Pearson entre os parâmetros *yield* e PR por subarranjo e por faixa de carregamento do inversor. Dessa forma, os indicadores de desempenho de todos os subarranjos de todas as Edificações de todos os Setores da Cidade Universitária da UFMS foram agrupados. Os subarranjos foram divididos por tecnologia de módulos, por faixa de carregamento do inversor e de acordo com os quadrantes em que seus ângulos azimutais estão:

- Quadrante Norte com $315^\circ < \text{ângulo azimutal} \leq 45^\circ$;
- Quadrante Leste com $45^\circ < \text{ângulo azimutal} \leq 135^\circ$;

- Quadrante Sul com $135^\circ < \text{ângulo azimutal} \leq 225^\circ$; e
- Quadrante Oeste com $225^\circ < \text{ângulo azimutal} \leq 315^\circ$.

Para cada tecnologia de módulos e quadrante dos ângulos azimutais, os *yields* dos subarranjos foram separados de acordo com as duas faixas de carregamento e ordenados do menor para o maior. Essa correlação é expressa pelo Coeficiente de Pearson, denominado P, que pode variar entre -1 e 1 e é uma medida da variância compartilhada entre duas variáveis. Esses valores extremos indicam a correlação perfeita, negativa ou positiva, entre duas variáveis, ou seja, quanto mais perto de 1 P está, maior o grau de dependência estatística linear entre as variáveis. Quanto mais próximo de 0, menor a dependência estatística (FILHO; JÚNIOR, 2009).

Adotou-se a seguinte escala para definir o nível de dependência estatística entre o Yield e o PR (em módulo): $0 < P < 0,30$, correlação fraca; $0,30 < P < 0,70$, correlação moderada; e $0,70 < P < 1$, correlação forte. Considerou-se o PR como a variável X e o Yield como a variável Y. Dessa forma, P é calculado conforme a equação 16:

$$P = \frac{1}{n-1} \sum \left(\frac{yield_i - \overline{yield}}{\sigma_{yield}} \right) \left(\frac{PR_i - \overline{PR}}{\sigma_{PR}} \right) \quad (16)$$

No qual:

- P: coeficiente de Pearson;
- $yield_i$: i-ésimo yield da amostra;
- \overline{yield} é a média dos yields da amostra;
- σ_{yield} é o desvio padrão dos yields da amostra
- PR_i : i-ésimo yield da amostra;
- \overline{PR} é a média dos PR da amostra;
- σ_{PR} é o desvio padrão dos PR da amostra;

3.6.4 Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas fotovoltaicos

A influência da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas foi avaliada. Para isso, foram selecionados 4 subarranjos, cada um com desvio azimutal próximo

as das coordenadas geográficas (0°, 90°, 180° e 270°). O desempenho dos sistemas das diferentes tecnologias foi avaliado pelo *yield* horário e pela temperatura atingida pela célula fotovoltaica no subarranjo, que é uma variável de saída do SAM.

O mesmo procedimento utilizado para calcular os *yields* anuais por subarranjo foi conduzido para o cálculo do *yield* horário por subarranjo. Foi utilizado o valor de energia CC sem perdas (*subarray DC power gross*) oriunda dos dados horários de saída (*hourly data*) do SAM. Como o SAM não disponibiliza os dados horários das perdas (*diodes, mismatch, nameplate, CC wiring*), foi utilizada a relação entre o valor bruto (*gross*) e o valor líquido da energia gerada no subarranjo (*net DC energy*) para o cálculo do valor horário da geração líquida (*net DC energy* horário), conforme equação 16.

$$Energia_{líquidaCC_subarranjo(horária)} = Energia_{BrutaCC_subarranjo(horária)} * \frac{Energia_{líquidaCC_subarranjo(anual)}}{Energia_{BrutaCC_subarranjo(anual)}} \quad (16)$$

Desse modo, a proporção entre os valores líquido e bruto de geração do subarranjo foi utilizada para encontrar os valores horários líquidos de geração. As demais perdas (*Inverter Power Consumption, Inverter Nighttime consumption, Inverter efficiency, AC wiring, AC availability*) foram consideradas seguindo a Equação 13 (percentuais aplicados nos valores horários).

Os *yields* horários foram relacionados com as temperaturas alcançadas pelas células fotovoltaicas do subarranjo (*Subarray Cell Temperature*) das três tecnologias e com a irradiação disponível. Foram selecionados dois dias para que essa análise:

- Dia de irradiação alta e média de temperatura alta; e
- Dia de irradiação média e média de temperatura amena.

Para a seleção desses dias, o primeiro passo foi o ranqueamento, do maior ao menor, dos valores da Irradiação Global Horizontal (GHI) do arquivo climático do INMET. Em seguida, para a seleção do dia de alta irradiação e média de temperatura alta, foram analisados os nove dias com valores de irradiação próximos ao maior valor anual, e como critério, optou-se pelo dia em que a média de temperatura foi maior. Para a seleção do dia de irradiação média e média de temperatura amena, foram analisados os nove dias com valores de irradiação mais próximos à média anual, e optou-se pelo dia de menor média de temperatura.

3.7 Balanço energético

Esta seção apresenta o cálculo dos balanços energéticos para os Setores da UFMS e para todo o *campus*. O balanço energético foi calculado considerando as diferenças entre geração e consumo de eletricidade anuais.

Para o cálculo do balanço energético por Setor, a soma da energia gerada por todos os sistemas fotovoltaicos da mesma tecnologia de módulos fotovoltaicos foi calculada. Para obter essa grandeza, os valores anuais da geração dos sistemas fotovoltaicos com melhor desempenho, selecionados para o cálculo de *yield* e PR por Setor (conforme 3.6.1) foram somados, resultando na geração do Setor em MWh.

Os balanços energéticos por Setor e da UFMS foram calculados considerando o sistema de compensação da concessionária. Conforme Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012), a compensação deve ocorrer primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários. Se a transferência de créditos entre postos tarifários (ponta, fora ponta) for entre posto tarifário diferente daquele que originou a energia, o saldo de energia deve ser multiplicado pela relação entre as Tarifas de Energia – TE. Quando a energia for gerada em horário fora de ponta e for consumida no horário de ponta, deve ser feita a relação entre as tarifas e o mesmo ocorre caso a geração ocorra no horário de ponta e a energia seja utilizada no horário fora de ponta (ANEEL, 2019). A relação entre TE, para a concessionária local, no horário de ponta e TE no horário fora ponta é aproximadamente 1,7 (ANEEL, 2021b) e foi denominado de fator tarifário.

Foi realizada a divisão do consumo de eletricidade nos horários fora de ponta (que foi dividido em consumo no horário solar e horário noturno) e de ponta. A compensação de energia foi contabilizada, e desse modo foi verificada a quantidade de energia que os sistemas fotovoltaicos conseguiram gerar em comparação com o consumo anual de energia tanto para os Setores quanto para a UFMS.

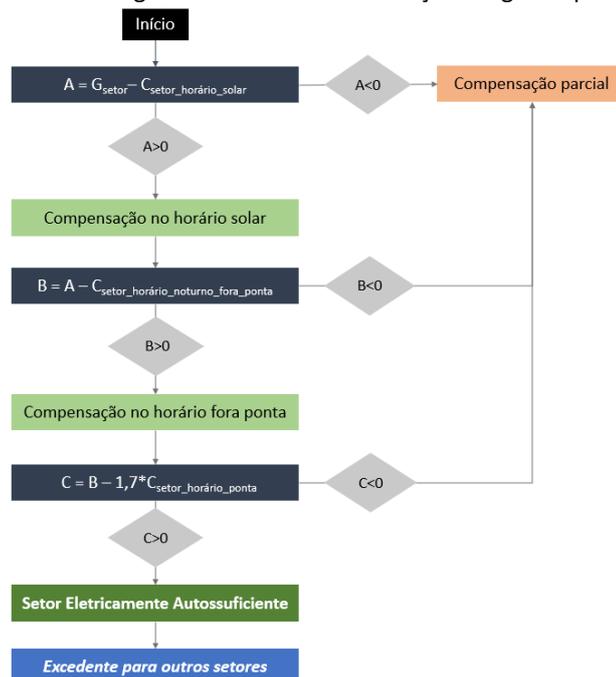
Considerando que a geração fotovoltaica ocorre majoritariamente no período solar, a compensação foi feita primariamente no horário solar. Nos casos de excedente de geração após a compensação de todo o consumo no horário solar, foi realizada a compensação do consumo noturno (fora de ponta). Ainda havendo excedente de geração, foi realizada a

compensação do consumo no horário de ponta com a aplicação do fator tarifário de 1,7 no consumo de eletricidade. Sendo a geração de energia do Setor capaz de compensar completamente o consumo no horário de ponta, o Setor foi classificado como eletricamente autossuficiente.

Nos Setores em que houve excedente anual de geração após a autossuficiência elétrica, a compensação dos déficits que ocorreram nos Setores em que não foi possível a classificação como eletricamente autossuficientes foi conduzida. No caso de haver mais de um Setor com déficit, eles foram ranqueados do menor para a menor diferença em MWh entre geração e consumo. A energia excedente do Setor autossuficiente foi direcionada prioritariamente ao Setor com o menor déficit, ou seja, ao Setor que estava mais próximo da autossuficiência. Dessa forma, por Setor, foi realizado o procedimento da Figura 44.

Ao final das compensações entre Setores, verificou-se a compensação de energia da UFMS, a fim de verificar se o *campus* foi classificado como eletricamente autossuficiente. Se houve déficit de eletricidade no *campus* (ou seja, não foi possível classificá-lo como eletricamente autossuficiente), a potência necessária além da prevista nos sistemas fotovoltaicos simulados nesse trabalho para a completa autossuficiência do *campus* foi calculada. Além disso, foi analisada qual tecnologia gerou a maior quantidade de energia elétrica, e qual é a mais adequada para a instalação de sistemas fotovoltaicos em edificações locais, de acordo com a desempenho dos sistemas simulados.

Figura 44. Fluxograma do cálculo do balanço energético por Setor

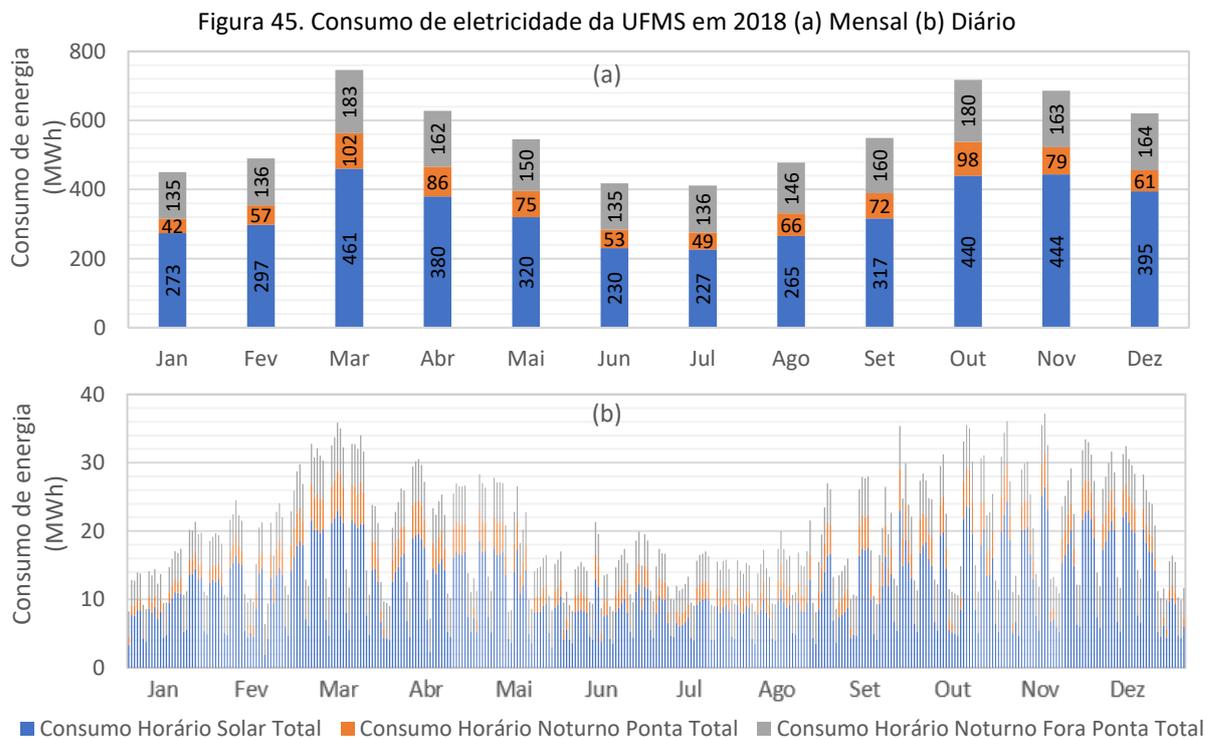


4. RESULTADOS

Nesse capítulo, são apresentadas as análises e discussões dos resultados obtidos por meio das simulações, que contemplaram: a análise do consumo de eletricidade de cada Setor e de todo o *campus*, o potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações, a modelagem e as simulações dos sistemas fotovoltaicos e a análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos de cada Setor e o balanço energético para cada Setor e do *campus*.

4.1 Análise do consumo de eletricidade

O consumo de eletricidade do *Campus* Cidade Universitária foi levantado por meio da memória de massa da distribuidora de energia (Energisa MS) no período de 01/01/2018 a 31/12/2018. Os dados disponibilizados pela distribuidora foram distribuídos em intervalos de 15 minutos, que foram agrupados para obtenção dos consumos horários. Na Figura 45 é apresentado o perfil mensal e diário de consumo de todo o *campus* Cidade Universitária da UFMS, com as divisões entre horário solar⁶ (6:00h às 17:29h), horário noturno de ponta (17:30h às 20:29h) e horário noturno fora de ponta (20:30h às 5:59h).

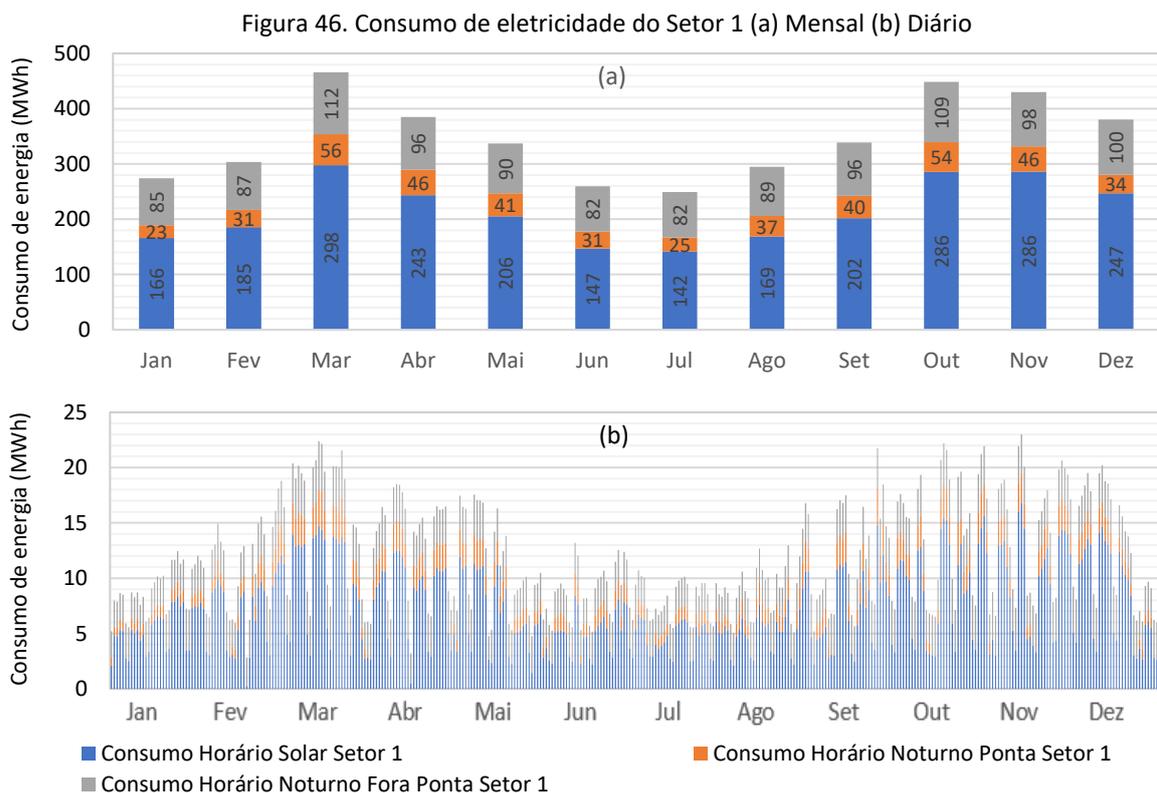


⁶ O horário solar é o período do dia com irradiação solar. Nesse trabalho, considerou-se das 6:00h às 17:29h.

Observa-se na Figura 45 que em janeiro, fevereiro e de maio a agosto ocorreram os menores consumos, sendo julho o mês com menor consumo (411,6 MWh) devido ao recesso escolar e pelo menor uso dos sistemas de climatização. Março e outubro foram os meses com maiores consumos. O maior consumo em março (746,0 MWh) está relacionado a combinação de fatores do clima e início do semestre acadêmico. Nota-se que 27% de energia elétrica foi consumida no horário noturno, enquanto o horário solar representou, em média, 60% de toda energia, sendo o período com maior consumo. O horário de ponta foi responsável por 13% do consumo de energia elétrica da UFMS. Isso pode ser explicado pela maior temperatura durante o horário solar, o que conduz ao aumento da utilização de aparelhos de condicionamento de ar. Os consumos dos Setores isoladamente são apresentados nas subseções a seguir.

4.1.1 Setor 1

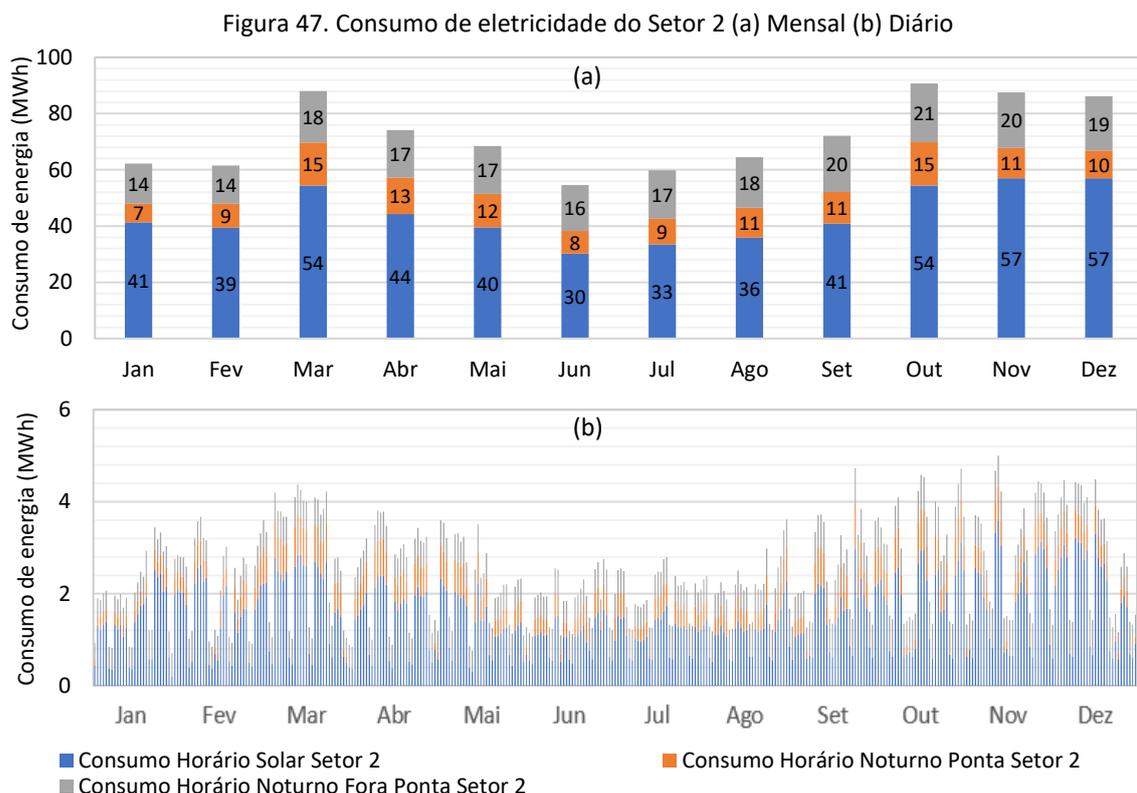
O Setor 1 (UC 10/9000001-9) é o maior consumidor de eletricidade entre todos os Setores da UFMS, responsável por 62% de todo o consumo do *campus*. Os consumos de eletricidade mensais e diários no horário solar, no horário da ponta e no horário noturno são apresentados na Figura 46.



Observa-se na Figura 46(a) que janeiro, junho, julho e agosto foram os meses com os menores consumos de eletricidade (inferior a 300 MWh), entretanto os meses de março, outubro e novembro resultaram nos maiores consumos (superior a 400 MWh). Ressalta-se que o mês de março apresentou o maior consumo (465,9 MWh). O consumo mensal no horário solar representou em torno de 60% do consumo total mensal, variando de 55% em julho e 66% em novembro. No horário solar, o maior consumo diário aconteceu em 13 de novembro (16.809 kWh). No horário da ponta, o maior consumo foi no dia 22 de outubro (3.800 kWh) e, no horário noturno, o maior consumo foi no dia 14 de março (4.411 kWh), conforme Figura 46(b). Nos meses de março, outubro e novembro ocorreram os maiores consumos diários (Figura 46(b)). Os consumos totais no horário solar, horário da ponta e noturno foram de 2.576,4 MWh, 465,0 MWh, 1.125,6 MWh, respectivamente, totalizando 4.167,1 MWh consumidos no Setor 1 em 2018. O consumo no horário solar representou 62% do total e o horário de ponta representou 11% do total.

4.1.2 Setor 2

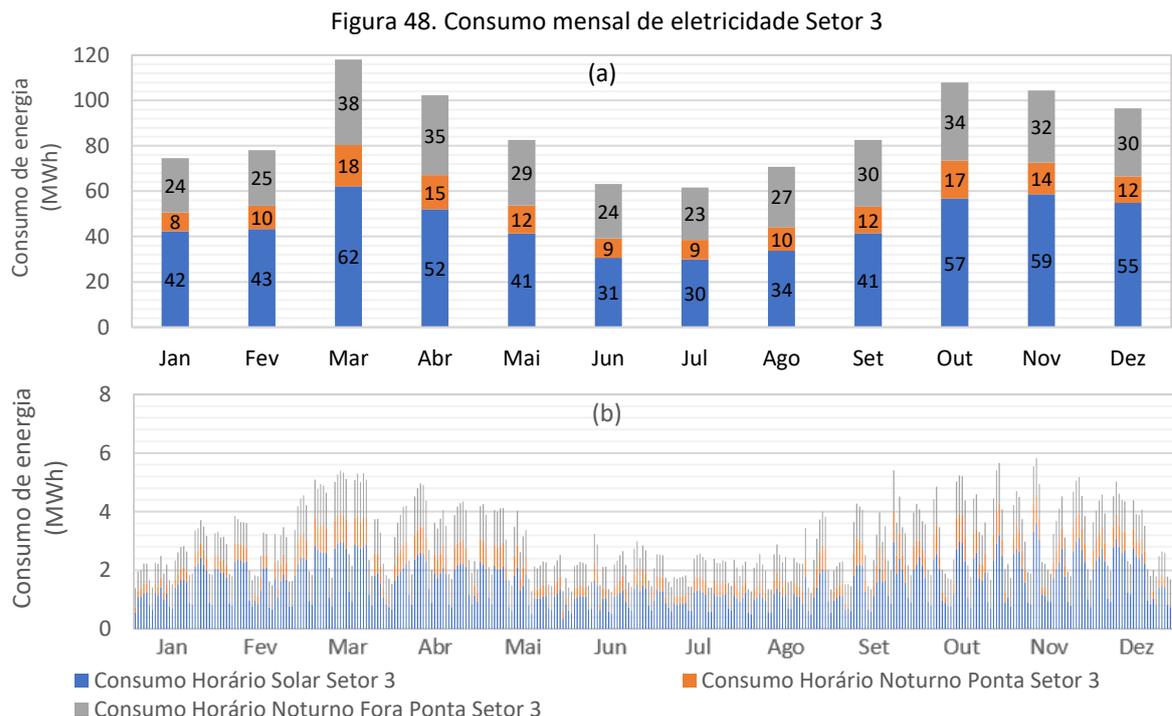
Na Figura 47 é caracterizado o consumo anual de eletricidade do Setor 2. O consumo é apresentado de forma mensal (Figura 47(a)) e de forma diária (Figura 47(b)).



Anualmente, o Setor 2 consumiu 527,7 MWh no horário solar (61% do consumo total), 130,5 MWh no horário de ponta (15%) e, no horário noturno, 211,6 MWh (24%), totalizando 869,8 MWh (13% do consumo total da UFMS). Observa-se na Figura 47(a) que outubro foi o mês com o maior consumo (cerca de 90 MWh), enquanto junho foi o mês com o menor consumo (aproximadamente 54 MWh). Os meses de março, outubro, novembro e dezembro apresentaram os maiores consumos. O elevado consumo do mês de março pode ser explicado pelo início do ano letivo, e nos meses de outubro a dezembro o elevado consumo pode ser esclarecido pelas altas temperaturas que conduzem a maior utilização de equipamentos de condicionamento de ar. Com relação aos consumos diários do Setor 2 (Figura 47(b)), observa-se que, no horário solar, o maior consumo ocorreu no dia 13 de novembro (3.582 kWh), no horário de ponta o maior consumo foi no dia 24 de setembro (976 kWh) e no horário noturno ocorreu em 24 de março (900 kWh).

4.1.3 Setor 3

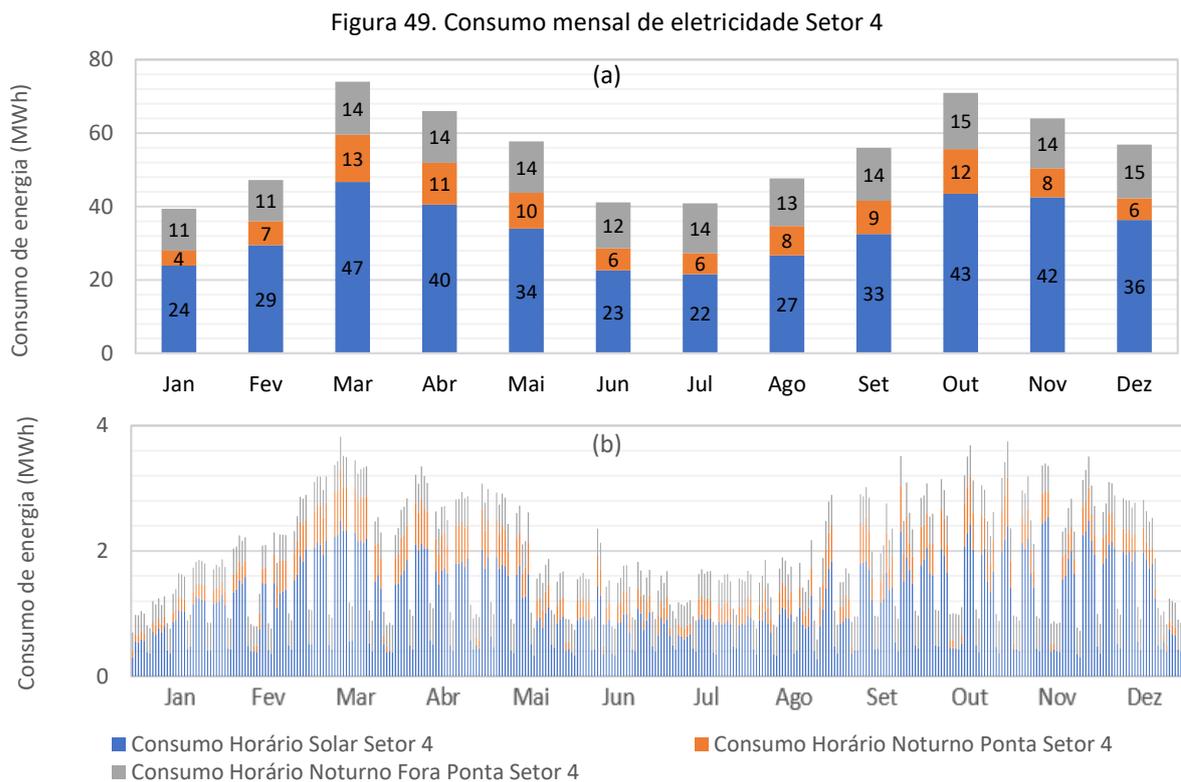
Na Figura 48 são apresentados os dados de consumo anual de eletricidade do Setor 3, sendo estratificado de forma mensal (Figura 48(a)) e diária (Figura 48(b)). Em março, abril, outubro, novembro e dezembro os consumos mensais foram superiores a 100 MWh, sendo assim os meses com os consumos elevados.



Observa-se na Figura 48(a) que em março ocorreu o maior consumo (118,0 MWh) e junho foi responsável pelo menor consumo (61,6 MWh). O consumo total de eletricidade foi de 1.042,6 MWh, sendo 547,2 MWh no horário solar, 145,6 MWh no horário de ponta e 349,8 MWh no horário noturno, representando 15% do consumo da UFMS. Com isso, o consumo no horário solar representou 53% do total e o no horário de ponta 14%. O maior consumo diário (Figura 48(b)), no horário solar, ocorreu em 13 de novembro (3.607 kWh) e no horário noturno ocorreu em 14 de março (1.471 kWh).

4.1.4 Setor 4

O Setor 4 apresentou o menor consumo entre os Setores, sendo responsável por apenas 10% do total, conforme apresentado de forma mensal na Figura 49(a) e de forma diária na Figura 49(b). O consumo anual foi de 661,4 MWh.

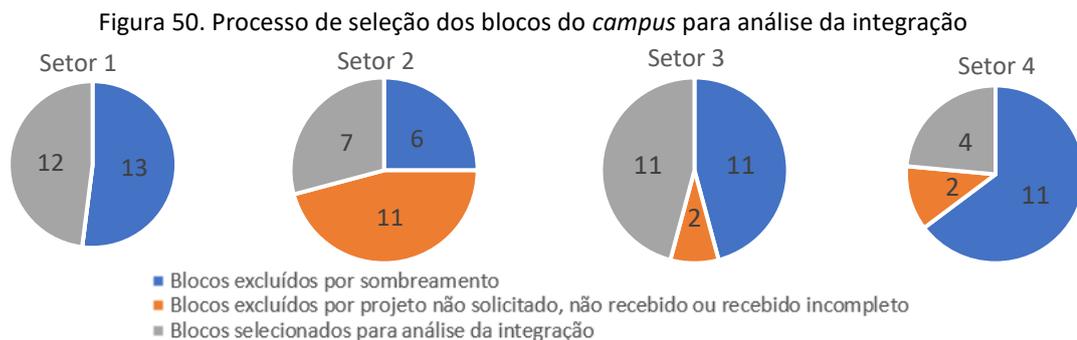


Percebe-se na Figura 49(a) que os meses de março, abril, outubro e novembro apresentaram os maiores consumos, com destaque para março (73,9 MWh). Janeiro, junho e julho foram os meses com os menores consumos, e dentre esses, janeiro que representou o menor (39,3 MWh). Observa-se que a variação do consumo de eletricidade desse Setor em relação aos demais, visto que nos outros o menor consumo de eletricidade ocorreu em junho.

O consumo no horário solar foi o maior em comparação com os demais horários e correspondeu a 60% do total (400,0 MWh), enquanto o consumo no horário noturno foi de 99,5 MWh, que representou 15% do consumo total. O maior consumo no horário solar ocorreu em 14 de novembro (2.542 kWh) e no horário noturno foi em 17 de março (621 kWh).

4.2 Análise técnica do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações

Foram solicitados junto à Coordenadoria de Projetos, Obras e Sustentabilidade (CPO) os projetos arquitetônicos das construções do *campus* Cidade Universitária da UFMS. As construções são chamadas de Blocos, que podem ter uma ou mais edificações. Na Figura 50 é apresentado o processo de seleção dos Blocos para análise da integração. Os projetos de alguns blocos não foram recebidos, vieram incompletos ou não foram solicitados porque os blocos possuem área de cobertura inferiores a 80 m² (e por isso foram excluídos). Outros blocos foram excluídos após visita *in loco* para verificar sombreamento de volumes próximos.



Dessa forma, foram selecionados 12 blocos do Setor 1, 7 do Setor 2, 11 do Setor 3 e apenas 4 do Setor 4, totalizando 33 blocos. Para os fins desse trabalho, os blocos foram renomeados e subdivididos em uma ou mais edificações (nomeadas como ED), conforme apresentado nas subseções a seguir, que apresentam também as características das superfícies de cobertura de cada Setor com a comparação entre a irradiação incidente nelas ($Irrad_{sup}$) e os níveis ideais de irradiação ($Irrad_{ideal}$). Com essa análise, o potencial de integração (em área, em número de módulos e em potência instalada) para cada superfície foi obtido.

4.2.1 Edificações e superfícies do Setor 1

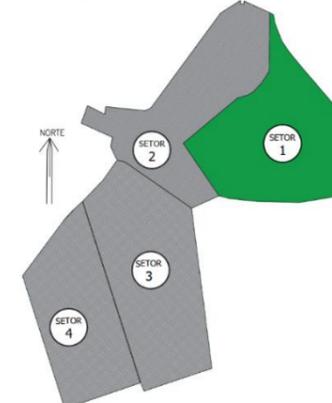
Na Figura 51 são apresentadas as identificações das edificações do Setor 1, com os desvios azimutais e inclinações das superfícies coberturas selecionadas para a integração.

Figura 51. Identificação das edificações do Setor 1



Fonte: (CPO/PROADI, 2019b)

Representação do Setor no campus



Visão de satélite do Setor 1 (GoogleMaps)



Exemplos de Edificações sombreadas



Observa-se na Figura 51 que seis edificações (ED1, ED2, ED3, ED4, ED5 e ED10) possuem coberturas nos quadrantes Norte e Sul. Ao total, foram selecionadas 15 edificações para modelagem tridimensional e análise da integração dos sistemas. Na Tabela 12 é apresentada a análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas superfícies das coberturas dessas edificações. Por meio das visitas *in loco*, percebe-se que algumas edificações não puderam ser utilizadas no estudo devido a sombreamento nas coberturas das edificações.

Tabela 12. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 1

Edificação	Superfície	Ângulo azimutal (°)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Diferença percentual para a Irrad _{ideal} (%)	Área disponível (m ²)	multi-Si		mono-Si		CdTe	
							Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)
Irrad _{ideal}		0	20	6.828	0,00	-	-	-	-	-	-	-
ED1	1	8	2	6.529	-4,24	301,3	133	43,9	133	47,9	108	47,0
	2	188		6.396	-6,19	290,0	124	41,0	124	44,7	90	39,2
	3	8		6.529	-4,24	252,5	112	37,0	112	40,3	102	44,4
	4	188		6.396	-6,19	252,5	144	47,6	144	51,9	90	39,2
ED2	1	8	5	6.614	-2,99	442,6	206	68,0	206	74,2	144	62,7
	2	188		6.280	-7,89	431,2	198	65,4	198	71,3	140	60,9
ED3	1	8	5	6.614	-2,99	55,7	24	7,9	24	8,6	18	7,8
	2	188		6.280	-7,89	55,7	24	7,9	24	8,6	18	7,8
ED4	1	8	5	6.614	-2,99	213,9	99	32,7	99	35,7	77	33,5
	2	188		6.280	-7,89	213,9	99	32,7	99	35,7	77	33,5
ED5	1	8	6	6.640	-2,61	339,0	137	45,3	137	49,4	90	39,2
	2	188		6.238	-8,51	245,0	96	31,7	96	34,6	69	30,0
ED6	1	53	5	6.551	-3,92	665,5	280	92,5	280	100,9	210	91,4
	2	233		6.348	-6,89	667,3	300	99,1	300	108,1	230	100,1
ED7	1	130	5	6.341	-7,00	150,0	63	20,8	63	22,7	54	23,5
	2	310		6.557	-3,83	150,0	63	20,8	63	22,7	54	23,5
ED8	1	95	5	6.435	-5,62	418,0	180	59,5	180	64,8	144	62,7
	2	275		6.465	-5,18	418,2	180	59,5	180	64,8	140	60,9
ED9	1	97	6	6.419	-5,85	187,5	90	29,7	90	32,4	72	31,3
	2	277		6.468	-5,13	187,5	90	29,7	90	32,4	72	31,3
ED10	1	19	5	6.607	-3,09	518,0	216	71,4	216	77,8	168	73,1
	2	199		6.287	-7,79	236,0	108	35,7	108	38,9	72	31,3
ED11	1	82	5	6.474	-5,05	545,7	236	78,0	236	85,0	190	82,7
	2	262	7	6.403	-6,09	2.116,5	510	168,5	510	183,7	374	162,7
	3	82	31	6.040	-11,41	296,5	162	53,5	162	58,4	114	49,6
ED12	1	262	5	6.427	-5,73	664,5	330	109,0	330	118,9	252	109,7
	2	82		6.474	-5,05	664,5	330	109,0	330	118,9	252	109,7
ED13	1	262	7	6.403	-6,09	390,0	168	55,5	168	60,5	140	60,9
	2	82		6.468	-5,13	390,0	168	55,5	168	60,5	140	60,9
ED14	1	257	10	6.329	-7,17	424,7	99	32,7	99	35,7	75	32,6
	2	77		6.479	-4,97	410,8	99	32,7	99	35,7	75	32,6
ED15	1	167	8	6.155	-9,72	247,8	190	62,8	190	68,4	150	65,3
	2	347	8	6.680	-2,02	247,8	180	59,5	180	64,8	146	63,5
Total						13.090	5.438	1.796,3	5.438	1.959,0	4.147	1.804,5

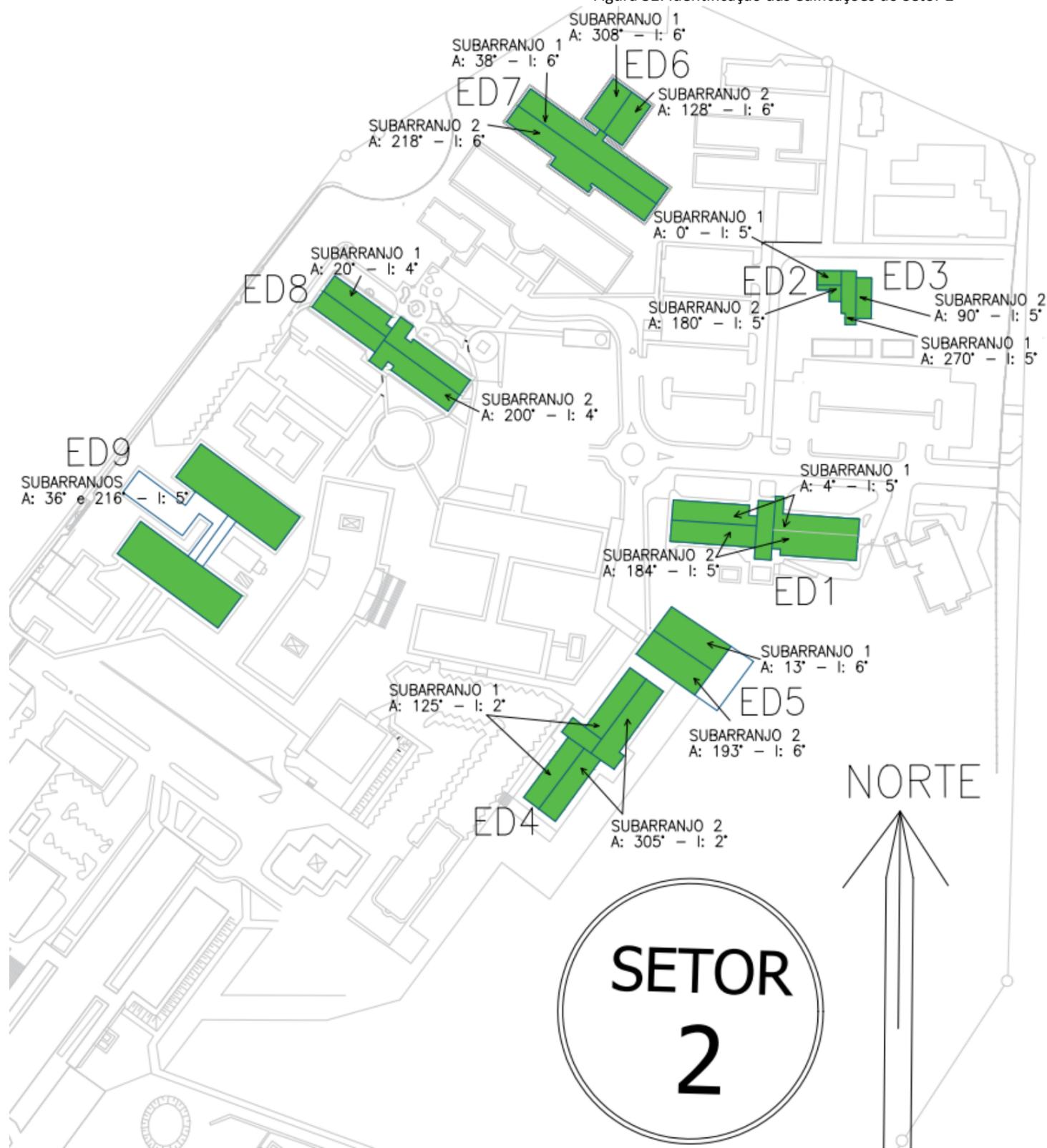
Todos os resultados da diferença de irradiação solar ficaram inferiores ao valor padrão (6.818 Wh/m²). Observa-se na Tabela 12 que a inclinação das coberturas variou de 2° a 31° e o desvio azimutal variou de 8° a 347°. A menor diferença de irradiação ocorreu com o desvio azimutal 347° e inclinação 8° (-2,02%; ED15). A segunda menor diferença ocorreu no desvio azimutal 8° e com a inclinação 6° (-2,61%, ED5, cor verde). Observa-se que o aumento da inclinação compensou o maior desvio em relação ao Norte (ED15), diminuindo a diferença de irradiação solar. Nota-se que a superfície com a inclinação superior a latitude resultou na maior perda em relação à Irrad_{ideal} (-11,41% na superfície com ângulo azimutal 82° e inclinação 31° da ED11, cor laranja). Esse resultado está em conformidade com o estudo de Santos; Rüter (2014) no qual os autores mostraram que em condições iguais de ângulo azimutal e inclinação as perdas de irradiação solar resultam entre 10% e 15%.

Observa-se na Tabela 12 que a área total disponível para a integração no Setor 1 foi de 13.090 m². A ED1 possui o maior potencial de integração com a área de 1.096 m², porém a ED3 possui a menor área (111,4 m²) e consequentemente o menor potencial de integração. A quantidade máxima de módulos para os sistemas multi-Si e mono-Si foi de 5.438 módulos e para a tecnologia CdTe foi possível instalar 4.147 módulos. Com isso a área máxima para o potencial integração foi de 10.223 m² (multi-Si), 10.441 m² (mono-Si) e de 10.284 m² (CdTe). A capacidade máxima de integração do Setor 1 foi de 1.796,3 kW (multi-Si), 1.959 kW (mono-Si) e de 1.804,5 kW (CdTe).

4.2.2 Edificações e superfícies do Setor 2

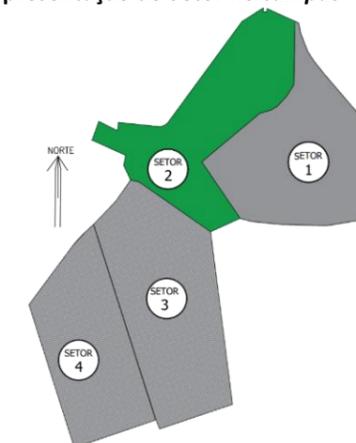
Na Figura 52 é apresentada a localização de todas as edificações do Setor 2, com as edificações selecionadas para o estudo hachuradas e com indicações da inclinação e do desvio azimutal de cada superfície. Na Tabela 13 é apresentada a análise da integração, com os níveis de irradiação e a diferença percentual entre a irradiação das superfícies e a ideal. Dentre as superfícies de cobertura das edificações escolhidas para integração, verifica-se que todas as diferenças de irradiação da superfície em relação à condição ideal de instalação foram menores que 15% e, por isso, nenhuma superfície foi excluída. A menor diferença da irradiação foi observada na superfície 1 (-2,67%) da ED5, que possui inclinação 6° e desvio azimutal 13°. A segunda menor diferença (-2,88%) ocorreu na ED1 (desvio azimutal 4°) com inclinação 5° e na ED2 (desvio azimutal 0°) e inclinação 5°. Observa-se que o aumento da inclinação compensou o maior desvio azimutal.

Figura 52. Identificação das edificações do Setor 2



Fonte: (CPO/PROADI, 2019b)

Representação do Setor no campus



Visão de satélite do Setor 2 (GoogleMaps)



Exemplo de edificação sombreada



Tabela 13 Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 2

Edificação	Superfície	Ângulo azimutal (°)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Diferença percentual para a Irrad _{ideal} (%)	Área disponível (m ²)	multi-Si		mono-Si		CdTe	
							Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)
	Ideal	0	20	6.828	0,00	-	-	-	-	-	-	-
ED1	1	4	5	6.615	-2,98	643,4	363	119,9	363	130,8	220	95,7
	2	184		6.278	-7,92	568,1	324	107,0	324	116,7	210	91,4
ED2	1	0	5	6.615	-2,98	76,0	35	11,6	35	12,6	25	10,9
	2	180	5	6.278	-7,92	54,6	25	8,3	25	9,0	17	7,4
ED3	1	270	5	6.451	-5,38	130,3	52	17,2	52	18,7	36	15,7
	2	90		6.451	-5,38	115,8	54	17,8	54	19,5	42	18,3
ED4	1	125	2	6.424	-5,78	492,7	208	68,7	208	74,9	158	68,8
	2	305		6.502	-4,63	490,4	211	69,7	211	76,0	180	78,3
ED5	1	13	6	6.636	-2,67	312,3	154	50,9	154	55,5	104	45,3
	2	193	6	6.242	-8,45	312,3	154	50,9	154	55,5	104	45,3
ED6	1	128	6	6.317	-7,35	163,0	81	26,8	81	29,2	56	24,4
	2	308		6.566	-3,70	163,0	81	26,8	81	29,2	56	24,4
ED7	1	38	6	6.600	-3,20	529,3	248	81,9	248	89,3	185	80,5
	2	218		6.281	-7,88	589,8	288	95,1	288	103,8	217	94,4
ED8	1	20	4	6.581	-3,48	693,3	315	104,1	315	113,5	236	102,7
	2	200		6.326	-7,22	614,3	298	98,4	298	107,4	220	95,7
ED9	1	36	5	6.585	-3,42	1.443,0	289	95,5	289	104,1	249	108,3
	2	216		6.312	-7,42		264	87,2	264	95,1	270	117,5
Total						7.391	3.444	1.137,6	3.444	1.240,7	2.585	1.124,8

Como pode ser observado na Tabela 13, a superfície 2 da ED5 apresentou a maior diferença percentual (-8.45%) em relação à Irrad_{ideal} (cor laranja). Essa superfície possui desvio azimutal 193° (quadrante Sul) e inclinação 6°. A ED2 (superfície 2, cor laranja) resultou na segunda maior diferença percentual (-7,92%), possuindo o desvio azimutal em 180° e a inclinação em 5°. As maiores diferenças eram esperadas para o quadrante Sul. A menor diferença percentual (-2,67%) ocorreu na ED5 na superfície 1 (inclinação 13° e desvio azimutal 6°, cor verde).

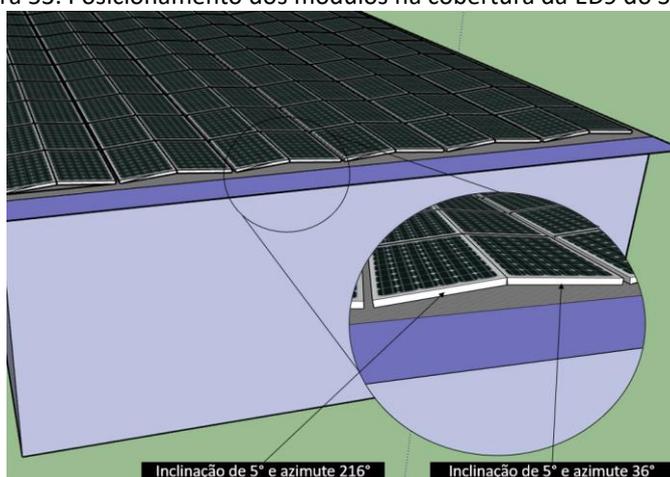
Com a seleção das edificações e superfícies para a integração, observa-se que o total de módulos que podem ser inseridos nas coberturas das edificações foi de 3.444 (multi-Si e mono-Si) e 2.585 (CdTe). O menor número de módulos de CdTe com possibilidade de integração deve-se à maior área do módulo CdTe em comparação às demais tecnologias.

A área disponível para integração no Setor 2 é de 7.391m². Com base na dimensões dos módulos fotovoltaicos (multi-Si: 1,88 m², mono-Si: 1,92 m² e CdTe: 2,48 m²), para a tecnologia multi-Si a área disponível foi de 6.475 m², para a tecnologia mono-Si foi de 6.612

m² e na tecnologia CdTe 6.411 m². Dessa forma, a potência instalada máxima total foi de 1.137,6 kW (multi-Si), 1.240,7 kW (mono-Si) e de 1.124,8 kW (CdTe).

A ED2 possui a menor área (130 m²) para o sistema fotovoltaico, enquanto a ED9 possui a maior (1.443 m²). A ED9 possui inclinação 0°, e para não inserir os módulos nessa inclinação, optou-se por instalá-los na inclinação de 5°, que é a mínima inclinação para autolimpeza recomendada pelos fabricantes. Fez-se a seguinte configuração: uma fileira de módulos com a inclinação 5° e ângulo azimutal de 36° e a outra fileira justaposta também com inclinação de 5° mas com ângulo azimutal de 216°, a fim de obter o menor impacto visual na arquitetura da edificação e minimizar o auto sombreamento entre os módulos (Figura 53).

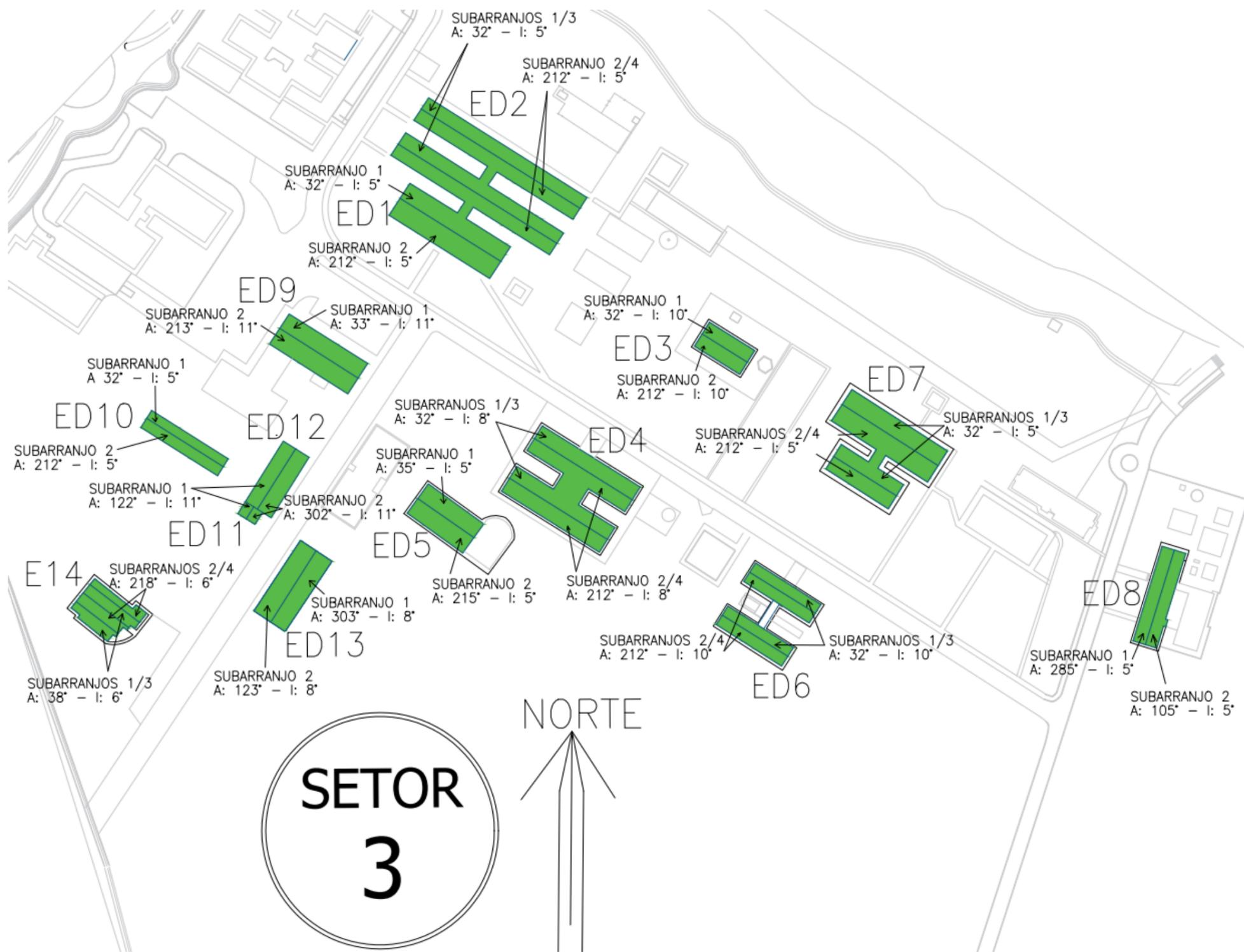
Figura 53. Posicionamento dos módulos na cobertura da ED9 do Setor 2



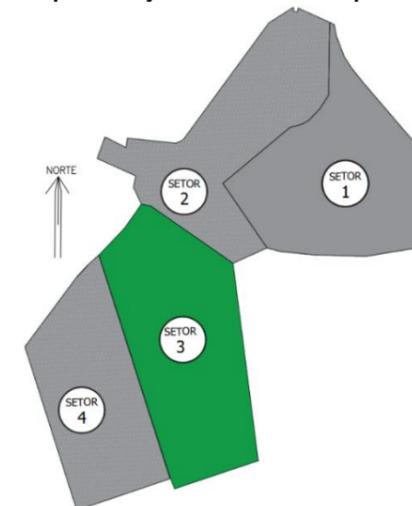
4.2.3 Edificações e superfícies do Setor 3

As edificações do Setor 3 são apresentadas na Figura 54. Para melhor identificação, as edificações que foram selecionadas para o estudo encontram-se hachuradas, ressaltando as respectivas inclinações e desvios azimutais. As características das superfícies de cobertura do Setor 3 e os respectivos potenciais de integração são apresentadas na Tabela 14. Observa-se que o Setor 3 possui uma área total de integração de 10.789 m². A ED2 possui o maior potencial de integração com a área de 1.992 m² e a ED10 possui o menor potencial de integração com a área de 144 m². Nota-se na Tabela 14 que a maior e a menor diferença em relação à $Irrad_{ideal}$ ocorreram nas superfícies da ED9 (cor verde). A maior (-10,97%) ocorreu na superfície 2 (inclinação 11° e desvio azimutal 213°, cor laranja), justificado pela superfície estar no quadrante Sul, o qual resulta nas maiores perdas de irradiação. A menor (-1,92%) ocorreu na superfície 1 (inclinação 11° e desvio azimutal 33°, ou seja, quadrante Norte).

Figura 54. Identificação das edificações do Setor 3



Representação do Setor no campus



Visão de satélite do Setor 3 (Google Maps)



Exemplo de edificação sombreada



Tabela 14. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 3

Edificação (ED)	Superfície	Ângulo azimutal (°)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Diferença percentual para a Irrad _{ideal} (%)	Área disponível (m ²)	multi-Si		mono-Si		CdTe	
							Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)
Ideal		0	20	6.828	0,00	-	-	-	-	-	-	-
ED1	1	32	5	6.591	-3,33	477,4	225	74,3	225	81,1	168	73,1
	2	212		6.305	-7,52	477,4	225	74,3	225	81,1	168	73,1
ED2	1	32	5	6.591	-3,33	498,0	228	75,3	228	82,1	148	64,4
	2	212		6.305	-7,52	498,0	228	75,3	228	82,1	148	64,4
	3	32		6.591	-3,33	498,0	228	75,3	228	82,1	148	64,4
	4	212		6.305	-7,52	498,0	228	75,3	228	82,1	148	64,4
ED3	1	212	10	6.109	-10,40	150,5	72	23,8	72	25,9	54	23,5
	2	32		6.678	-2,05	150,5	72	23,8	72	25,9	54	23,5
ED4	1	32	8	6.648	-2,49	357,1	168	55,5	168	60,5	115	50,0
	2	212		6.192	-9,18	357,1	168	55,5	168	60,5	115	50,0
	3	32		6.648	-2,49	357,1	168	55,5	168	60,5	115	50,0
	4	212		6.192	-9,18	357,1	168	55,5	168	60,5	115	50,0
ED5	1	32	5	6.591	-3,33	254,7	112	37,0	112	40,3	91	39,6
	2	212		6.305	-7,52	254,7	112	37,0	112	40,3	91	39,6
ED6	1	32	10	6.678	-2,05	218,6	102	33,7	102	36,7	85	37,0
	2	212	10	6.109	-10,40	218,6	102	33,7	102	36,7	85	37,0
	3	32	10	6.678	-2,05	218,6	102	33,7	102	36,7	85	37,0
	4	212	10	6.109	-10,40	218,6	102	33,7	102	36,7	85	37,0
ED7	1	32	5	6.591	-3,33	453,0	216	71,4	216	77,8	168	73,1
	2	212		6.305	-7,52	453,0	216	71,4	216	77,8	168	73,1
	3	32		6.591	-3,33	453,0	216	71,4	216	77,8	168	73,1
	4	212		6.305	-7,52	453,0	216	71,4	216	77,8	168	73,1
ED8	1	105	5	6.407	-6,03	211,3	126	41,6	126	45,4	84	36,6
	2	285		6.494	-4,75	211,3	126	41,6	126	45,4	84	36,6
ED9	1	33	11	6.687	-1,92	263,0	120	39,6	120	43,2	90	39,2
	2	213	11	6.070	-10,97	263,0	120	39,6	120	43,2	90	39,2
ED10	1	32	5	6.591	-3,33	234,0	110	36,3	110	39,6	88	38,3
	2	212		6.305	-7,52	234,0	110	36,3	110	39,6	88	38,3
ED11	1	122	11	6.192	-9,18	42,0	18	5,9	18	6,5	14	6,1
	2	302		6.582	-3,46	42,0	18	5,9	18	6,5	14	6,1
ED12	1	122	11	6.192	-9,18	158,6	70	23,1	70	25,2	60	26,1
	2	302		6.582	-3,46	158,6	70	23,1	70	25,2	60	26,1
ED13	1	303	8	6.570	-3,64	233,8	152	50,2	152	54,8	112	48,7
	2	123		6.277	-7,93	233,8	152	50,2	152	54,8	112	48,7
ED14	1	38	6	6.600	-3,20	174,5	78	25,8	78	28,1	50	21,8
	2	218		6.281	-7,88	162	72	23,8	72	25,9	54	23,5
	3	38	6	6.600	-3,20	151,7	59	19,5	59	21,3	46	20,0
	4	218		6.281	-7,88	144,0	63	20,8	63	22,7	40	17,4
Total						10.789	5.138	1.697,3	5.138	1.850,9	3.776	1.643,0

Observando as edificações que possuem os mesmos desvios azimutais e inclinações diferentes, como a ED1 (desvio azimutal 32° e inclinação 5°), ED3 (desvio azimutal 32° e inclinação 10°) e ED4 (desvio azimutal 32° e inclinação 8°), nota-se o decréscimo da perda da

irradiação (menor diferença). As diferenças de irradiações foram de: -2,05% (ED3), -2,49% (ED4) e -3,33% (ED1). Com isso, o resultado aponta que o aumento da inclinação reduz a perda da irradiação em relação à $Irrad_{ideal}$. Comparando as superfícies com os desvios azimutais no quadrante Sul das mesmas edificações (desvio azimutal 212°), observa-se que o aumento da inclinação resultou em maiores diferenças em relação à $Irrad_{ideal}$ (-7,52% para ED1, -9,18% para ED4 e -10,40% para ED2).

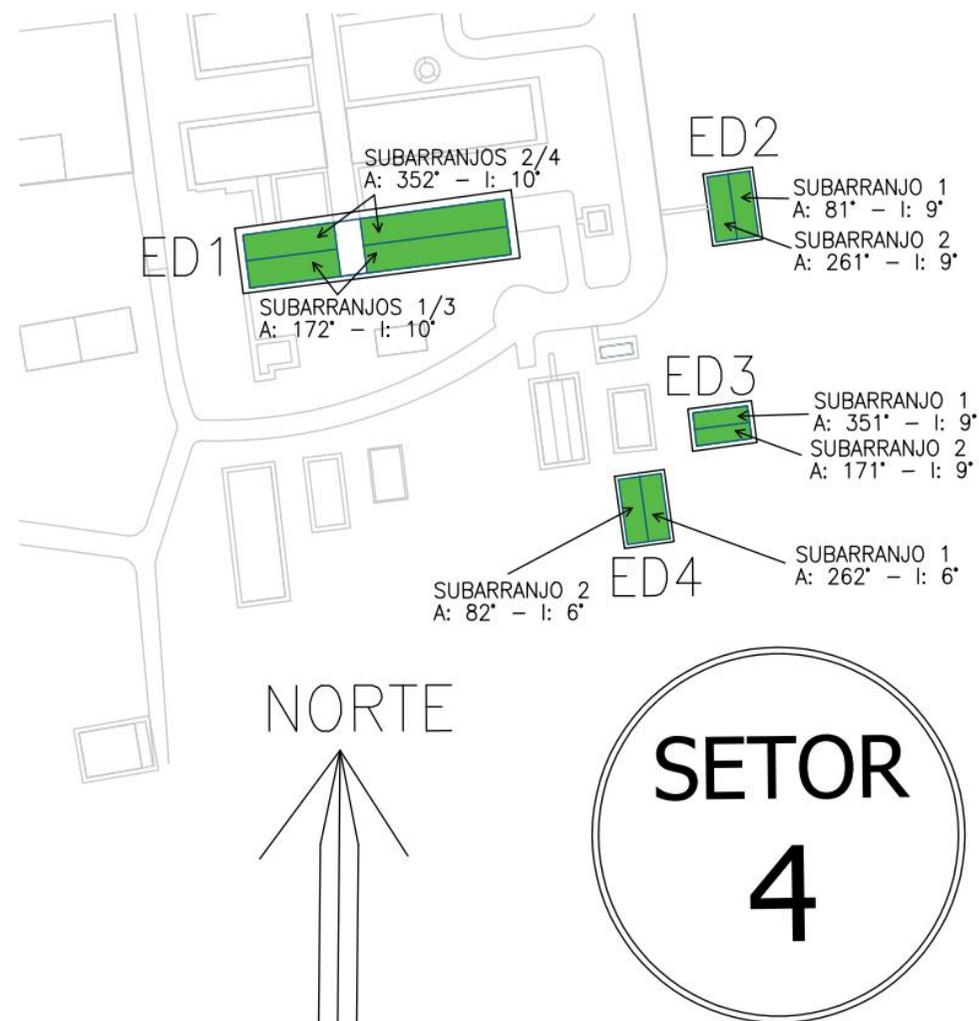
Com base na análise dos níveis de irradiação das superfícies, o *layout* para a integração dos módulos fotovoltaicos nas superfícies e quantidade possível de módulos integrados nas coberturas das edificações foram verificados. Para os sistemas multi-Si e mono-Si, o potencial máximo é de 5.138, o que resulta em áreas máximas integradas de 9.659 m^2 (multi-Si) e 9.865 m^2 (mono-Si). A tecnologia CdTe teve o menor potencial de integração com 3.776 módulos integrados, o que resultou em 9.364 m^2 . A maior potência instalada ocorreu com a tecnologia mono-Si (1.850,9 kW), seguida da tecnologia multi-Si (1.697,3 kW) e da CdTe (1.643,0 kW).

4.2.4 Edificações e superfícies do Setor 4

O Setor 4 possui área construída de 5.555 m^2 , distribuída em 10 edificações que foram analisadas por meio dos projetos e visitas *in loco*. Para a integração dos sistemas fotovoltaicos foram selecionadas 4 edificações. Na Figura 55 são apresentadas as edificações com destaque em hachura para as que foram selecionadas para o estudo, exibindo as inclinações e os desvios azimutais. Na Tabela 15 são apresentadas as informações das superfícies das 4 edificações analisadas (ângulo azimutal, inclinação, níveis de irradiação e diferenças em relação à irradiação ideal) e o resultado da análise do potencial de integração.

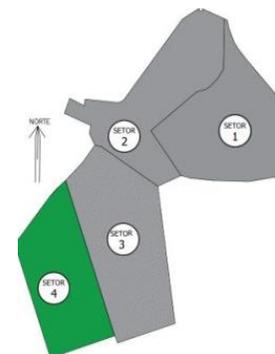
Observa-se na Tabela 15 que ED1, ED2 e ED3 possuem duas superfícies enquanto ED4 possui quatro. Os desvios azimutais variaram de 81° (ED2) a 352° (ED1). ED1 e ED3 possuem desvios azimutais nos quadrantes Norte e Sul e ED2 e ED4 possuem os azimutes nos quadrantes Leste e Oeste. As superfícies com desvio azimutal 172° (ED1) e 171° (ED3) apresentaram as maiores diferenças entre o valor de irradiação das superfícies e o ideal, -11,15% e -10,46%, respectivamente. Observa-se que as menores diferenças das irradiações ocorreram com os menores desvios azimutais mais próximos do Norte e com as maiores inclinações. A menor diferença (-1,39%) ocorreu na ED1 (desvio azimutal 352° e inclinação 10°). Comparando as superfícies 2 e 4 da ED1 com a superfície 1 da ED3 (desvio azimutal 351° e inclinação 9°), nota-se que o aumento da inclinação reduziu a diferença (perda) da irradiação.

Figura 55. Identificação das edificações do Setor 4



Fonte: (CPO/PROADI, 2019b)

Representação do Setor no *campus*



Visão de satélite do Setor 4 (GoogleMaps)



Exemplo de edificação sombreada



Tabela 15. Identificação e análise da integração dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 4

Edificação (ED)	Superfície	Ângulo azimutal (°)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Diferença percentual para a Irrad _{ideal} (%)	Área disponível (m ²)	multi-Si		mono-Si		CdTe	
							Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)	Quantidade de módulos	Potência (kW)
Ideal		0	20	6.828	0,00	-	-	-	-	-	-	-
ED1	1	172	10	6.058	-11,15	272,4	120	39,6	120	43,2	102	44,4
	2	352	10	6.723	-1,39	272,4	120	39,6	120	43,2	102	44,4
	3	172	10	6.058	-11,15	401,0	182	60,1	182	65,6	150	65,3
	4	352	10	6.723	-1,39	401,0	182	60,1	182	65,6	150	65,3
ED2	1	81	9	6.464	-5,19	155,0	70	23,1	70	25,2	50	21,8
	2	261		6.369	-6,59	155,0	70	23,1	70	25,2	50	21,8
ED3	1	351	9	6.703	-1,69	193,1	80	26,4	80	28,8	70	30,4
	2	171		6.105	-10,46	193,1	80	26,4	80	28,8	70	30,4
ED4	1	82	6	6.473	-5,06	94,0	32	10,6	32	11,5	24	10,4
	2	262		6.416	-5,90	82,7	40	13,2	40	14,4	33	14,4
Total						2.219	976	322,4	976	351,6	801	348,6

A ED1 possui maior área de cobertura disponível (1.346,8 m²) para a inserção dos sistemas fotovoltaicos (Tabela 15). A ED2 e a ED3 são simétricas (áreas iguais em ambas as superfícies) e a ED4 possui ao todo 176,7 m² para a integração. Desse modo, a área total disponível para a inserção dos módulos fotovoltaicos é de 2.219 m². Para os sistemas multi-Si e mono-Si, o potencial de integração é de até 976 módulos, resultando na área máxima de 1.834,9 m² (multi-Si) e 1.873,9 m² (mono-Si). Para a tecnologia CdTe é possível integrar no máximo 801 módulos, o que resulta em área de 1.986,4 m². Nota-se que o potencial de integração do sistema mono-Si foi o maior (351,6 kW) seguido do sistema CdTe (348,6 kW) e do sistema multi-Si (322,4 kW).

4.3 Modelagem e simulação dos sistemas fotovoltaicos

De acordo com o potencial de integração para cada setor, os sistemas fotovoltaicos por edificação foram modelados e simulados no SAM, conforme detalhado nas subseções a seguir. Os *layouts* da integração dos módulos fotovoltaicos são apresentados no Apêndice.

4.3.1 Sistemas fotovoltaicos do Setor 1

Os sistemas modelados nas edificações do Setor 1 são apresentados na Tabela 16. Foram integrados 5.329 módulos de multi-Si, que resultou em 1.760,4 kWp (potência instalada) e área de 10.018 m². Na tecnologia mono-Si foram integrados 5.343 módulos

resultando na potência de 1.924,8 kWp e na área integrada de 10.258 m². Na tecnologia CdTe a potência integrada foi de 1.794,0 kWp (4.123 módulos) ocupando a área de 10.234 m². Comparando com a área disponível para integração (13.090 m²), a tecnologia mono-Si apresentou o maior potencial de integração, com aproveitamento de 78,3% da área total. O sistema CdTe resultou no segundo melhor aproveitamento com 78,1% e a tecnologia multi-Si possuiu o menor aproveitamento (76,5%).

Na ED11 foi integrada a maior quantidade de módulos fotovoltaicos em todas as tecnologias, tendo 317 kWp (multi-Si) e 346 kWp (mono-Si), o que representou 906 módulos instalados nos sistemas multi-Si e mono-Si. Para a tecnologia CdTe foi instalada a potência de 293 kWp (674 módulos). Por sua vez, na ED3 foi integrada a menor quantidade de módulos, com 13 kWp (40 módulos multi-Si), 16 kWp (44 módulos mono-Si) e 16 kWp (36 módulos CdTe). Comparando a quantidade de módulos entre os sistemas mono-Si e multi-Si, observa-se que em apenas em ED3 e ED9 não foi possível instalar a mesma quantidade de módulos devido as características elétricas dos módulos (Tabela 16).

Analisando a potência instalada dos sistemas (Tabela 16), observa-se que a tecnologia mono-Si apresentou a maior potência (1.924,8 kW) e a maior quantidade de módulos integrados (5.343). A tecnologia CdTe apresentou a menor quantidade de módulos integrados devido suas maiores dimensões, todavia a potência instalada (1.794,0 kW) foi maior que a tecnologia multi-Si (1.760,4 kW com 5.329 módulos integrados). Como a potência do módulo CdTe é maior (435 Wp) comparada com a potência do multi-Si (330 Wp), mesmo com a menor quantidade de módulos instalados a tecnologia CdTe obteve maior potência instalada.

A quantidade de inversores, em cada sistema, variou de 1 a 6. Foram utilizadas as mesmas marcas de inversores por edificação para as duas faixas de carregamento, para melhor comparação dos resultados das simulações. A potência dos inversores variou de 11,4 kW a 100 kW, sendo as potências 44,4 kW, 48 kW e 55,5 kW as mais utilizadas. Os valores do carregamento, para a tecnologia multi-Si, variaram de 94% a 139%. Na tecnologia mono-Si a faixa de valores do ILR ficou entre 94% e 131%. Os valores de ILR da tecnologia CdTe ficaram entre 94% e 130% (Tabela 16). Para o sistema da ED3 foi utilizado um inversor com dois MPPTs para atender as duas superfícies da cobertura, que possuem desvio azimutal diferentes (8° e 188°). Isso ocorreu devido a pequena área disponível para a integração dos módulos fotovoltaicos, o que não justifica a utilização de mais de um inversor.

Tabela 16. Quantidade de módulos, ILR e inversores modelados do Setor 1 (continua)

Edificação	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)		
ED1	1	19x7	F	4x36	109	4x33,3	117	19x7	F	4x44,4	96	4x36	118	54x2	F	4x44,4	96	4x36	118
	2	12x10						12x10						45x2					
	3	16x7						16x7						51x2					
	4	12x9						12x9						45x2					
ED2	1	22x9	F	2x60	109	2x55,5	118	22x9	F	4x33,3	107	2x60	119	72x2	F	2x60	103	2x48	129
	2	22x9						22x9						70x2					
ED3	1	2x10	F	1x12,5	106	1x11,4	116	2x11	F	1x15	106	1x12	127	6x3	F	1x15	104	1x12,5	125
	2	2x10						2x11						6x3					
ED4	1	6x16	H	2x33	96	2x25	127	6x16	C	2x36	96	2x30	115	36x2	F	2x33,3	94	2x24	131
	2	6x16						6x16						36x2					
ED5	1	17x8	H	2x40	96	2x33	116	17x8	F	2x44,4	94	2x33,3	125	30x3	C	2x36	96	2x28	124
	2	16x6						16x6						23x3					
ED6	1	28x10	S	2x100	96	2x82,5	117	28x10	F	4x55,5	94	4x44,4	118	105x2 ⁽¹⁾	S	2x100	96	2x82,5	116
	2	30x10						30x10						115x2 ⁽¹⁾					
ED7	1	4x15	F	2x20	99	2x15	132	4x15	F	2x22,7	95	2x17,5	124	18x3	F	2x22,7	104	2x20	117
	2	4x15						4x15						18x3					
ED8	1	18x10	F	2x55,5	104	2x48	120	18x10	F	2x60	105	2x48	131	72x2	F	2x60	102	2x48	127
	2	17x10						17x10						68x2					
ED9	1	5x17	C	2x30	94	2x23	122	6x15	H	2x33	98	2x25	130	24x3	F	2x33,3	94	2x24	131
	2	5x17						6x15						24x3					

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

Tabela 16. Quantidade de módulos, ILR e inversores modelados do Setor 1 (conclusão)

Edificação	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)
ED10	1	24x9	F	2x55,5	96	2x44	122	24x9	F	2x55,5	105	2x48	122	84x2	F	2x55,5	94	2x44,4	118
	2	12x9						12x9						36x2					
ED11	1	26x9	F	6x48	104	6x36	139	26x9	F	2x55,5	98	2x44,4	123	95x2	F	6x48	102	6x36	136
	2	51x10						51x10						185x2					
	3	18x9						18x9						57x2					
ED12	1	33x10	F	4x55,5	98	4x44,4	123	22x15	C	4x60	99	4x50	119	126x2	F	4x55,5	99	4x48	114
	2	33x10						22x15						126x2					
ED13	1	18x9	F	2x55,5	96	2x44,4	121	18x9	F	2x60	97	2x48	122	70x2	F	2x60	102	2x48	127
	2	18x9						18x9						70x2					
ED14	1	6x16	H	2x33	96	2x25	127	6x16	C	2x36	96	2x30	115	24x3	C	2x28	112	2x23	136
	2	6x16						6x16						24x3					
ED15	1	19x10	F	2x60	102	2x48	127	19x10	F	2x60	111	2x55,5	120	75x2	F	2x60	107	2x55,5	117
	2	18x10						18x10						73x2					
Total	5.329 módulos						5.343 módulos						4.123 módulos						
	1.760,4 kWcc						1.924,8 kWcc						1.794,0 kWcc						

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

4.3.2 Sistemas fotovoltaicos do Setor 2

Os sistemas modelados e simulados nas edificações do Setor 2 são caracterizados na Tabela 17. A tecnologia multi-Si foi a responsável por integrar a maior quantidade de módulos (3.411) com 1.126,8 kW, contudo a maior potência instalada ocorreu com a tecnologia mono-Si (1.227,4 kW). A tecnologia CdTe integrou a menor quantidade de módulos (2.559), o que resultou na menor potência integrada (1.113,5 kW). A tecnologia mono-Si resultou no maior potencial de integração (6.430 m²), correspondendo a 87% da área total disponível das coberturas (7.391 m²). Em seguida, os sistemas multi-Si utilizaram 6.541 m² (88% da área total), e por fim, os sistemas CdTe integraram 6.346 m² (86% da área total).

O número de inversores utilizados por edificação variou de 1 (ED2) a 4 (ED1, ED7, ED8 e ED9). O inversor selecionado no sistema da ED2 possui dois MPPTs, para que a diferença da irradiação nos subarranjos não interferisse no desempenho do sistema fotovoltaico. Observa-se na Tabela 17 que nos sistemas do Setor 2 a potência do inversor variou entre 12,5 kW (ED3) a 100 kW (ED8), sendo o inversor Fronius 36 kW o mais utilizado. Os sistemas de mono-Si apresentaram a maior variação do carregamento, tendo mínimo valor 94% e o máximo em 138%. A tecnologia multi-Si apresentou a variação do carregamento de 95% a 138%, enquanto CdTe variou de 97% a 136%.

Tabela 17. Quantidade de módulos, potência CA, inversores e carregamentos do Setor 2

Edificação	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Strings em paralelo	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)
ED1	1	24x15	M	4x50	112	4x42	134	10x36	S	4x60	102	2x100	122	110x2	F	4x44,4	105	4x36	130
	2	20x16						10x32						105x2					
ED2	1	3x11	F	1x17,5	104	1x15	121	2x15	F	1x20	97	1x15	130	8x3	F	1x17,5	97	1x15	113
	2	2x11						2x12						5x3					
ED3	1	4x13	F	2x17,5	98	2x12,5	137	4x13	F	2x20	94	2x15	125	18x2	F	2x15	113	2x12,5	136
	2	4x13						4x13						21x2					
ED4	1	23x9	F	4x36	96	2x55,5	124	23x9	F	4x36	104	2x55,5	134	79x2	F	2x55,5	110	4x33,3	132
	2	21x10						21x10						90x2					
ED5	1	22x7	F	2x48	106	2x44,4	116	22x7	F	2x55,5	100	2x44,4	125	52x2	F	2x44,4	102	2x36	126
	2	22x7						22x7						52x2					
ED6	1	5x16	H	2x25	106	2x22,2	119	5x16	C	2x28	103	2x23	125	18x3	F	2x24	98	2x20	117
	2	5x16						5x16						18x3					
ED7	1	27x9	F	4x44,4	99	4x36	122	27x9	F	4x44,4	108	4x36	133	37x5	S	2x66	105	2x82,5	132
	2	32x9						32x9						43x5					
ED8	1	21x15	F	4x48	104	4x36	138	21x15	F	4x48	113	4x44,4	122	115x2	S	2x82,5	96	2x100	116
	2	18x16						18x16						105x2					
ED9	1	32x8	F	4x48	95	4x36	127	32x8	F	4x48	104	4x36	138	124x2	F	4x55,5	102	4x44,4	127
	2	33x9						33x9						135x2					
Total	3.411 módulos			3.410 módulos			2.559 módulos												
	1.126,8 kWcc			1.227,4 kWcc			1.113,5 kWcc												

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

4.3.3 Sistemas fotovoltaicos do Setor 3

O Setor 3 possui a área de 10.789 m² para integração dos sistemas fotovoltaicos. Com a análise da quantidade de módulos integrados em cada cobertura, selecionaram-se os inversores, de forma a obter os carregamentos dentro das duas faixas estabelecidas (Tabela 18). Nota-se que foi possível instalar a mesma quantidade de módulos para os sistemas multi-Si e mono-Si (4.864), o que representou 95% do total de módulos possíveis para a integração (5.138). Para o sistema CdTe foram instalados 3.544 módulos, o que representou 94% do total possível para a integração (3.776 módulos). Observa-se que a tecnologia mono-Si resultou na maior potência instalada (1.752,2 kW), e para a tecnologia Cdte a potência instalada foi de 1.542,1 kW. A tecnologia multi-Si atingiu a maior potência instalada (1.606,7 kW).

Observa-se na Tabela 18 que a quantidade de inversores em cada subarranjo variou de 1 (ED12) nas potências 10 kW e 12 kW a 4 (ED2, ED4 e ED6) nas potências 25 kW a 82,5 kW. Os sistemas foram modelados utilizando a menor quantidade de inversores possível. Entretanto, foi priorizado maximizar a quantidade de módulos, o que resultou em quatro inversores para ED1 e E2. Ressalta-se que os inversores escolhidos na ED 12 possuem dois MPPTs, um para cada subarranjo, mitigando as influências das irradiações solares distintas incidentes sobre cada subarranjo.

Os carregamentos dos sistemas variaram de 87% a 134% (Tabela 18). O sistema de CdTe da ED1 foi o único que resultou em carregamento fora do intervalo estabelecido (ILR de 87%), sendo aceito para o estudo apesar disso. As potências dos inversores selecionados variaram de 10 kW a 82,5kW, sendo o inversor Fronius 44,4 kW o mais utilizado, o que mostrou a variação do tamanho coberturas das edificações.

Tabela 18. Quantidade de módulos, potência CA, inversores e carregamentos do Setor 3 (continua)

Edificação	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)
ED1	1	25x9	S	2x82,5	90	2x60	124	25x9	S	2x825,5	98	4x66	123	33x5 ¹ 55x3 ²	S	2x82,5	87	2x60	120
	2	25x9						25x9						33x5 ¹ 55x3 ²					
ED2	1,3	25x9 ¹ 15x5 ²	F	4x82,5	90	4x66	124	25x9	S	4x85,5	98	4x66	123	74x2	F	4x60	107	4x48	134
	2,4	25x9 15x5						25x9						74x2					
ED3	1	5x14	F	2x24	96	2x20	116	5x14	F	2x24	105	2x20	126	18x3	F	2x24	98	2x20	117
	2	5x14						5x14						18x3					
ED4	1,3	24x7	F	4x55,5	100	4x44,4	125	24x7	F	4x60	101	4x48	126	57x2 ¹ 38x3 ²	H	4x48	98	4x40	117
	2,4	24x7						24x7						57x2 ¹ 38x3 ²					
ED5	1	7x16	C	2x36	103	2x30	123	7x16	H	2x40	101	2x33	122	45x2	M	2x42	93	2x33,3	118
	2	7x16						7x16						45x2					
ED6	1,3	12x8 ¹ 6x16 ²	F	4x33,3	95	4x25	127	6x16	C	4x36	96	4x28	124	42x2	F	4x36	102	4x30	122
	2,4	12x8 ¹ 6x16 ²						6x16						42x2					
ED7	1,3	24x9	F	4x48,0	107	4x44,4	117	24x9	F	4x55,5	101	4x44,4	127	84x2	F	4x48	108	4x44,4	117
	2,4	12x8						12x8						84x2					

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

Tabela 18. Quantidade de módulos, potência CA, inversores e carregamentos do Setor 3 (conclusão)

Edificação	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)
ED8	1	14x9	F	2x44,4	94	2x33,3	125	14x9	F	2x44,4	102	2x36	126	42x2	C	2x36	102	2x28	131
	2	14x9						14x9						42x2					
ED9	1	8x15	H	2x40	99	2x33	120	8x15	M	2x42	103	2x36	120	30x3	H	2x40	98	2x33	119
	2	8x15						8x15						30x3					
ED10	1	10x11	H	2x36	101	2x30	121	10x11	F	2x36	110	2x33,3	119	44x2	F	2x36	106	2x33	115
	2	10x11						10x11						44x2					
ED11	1	5x14	F	2x22,7	102	2x20	116	5x14	F	2x24	105	2x20	126	20x3	F	2x24	109	2x22,	114
	2	5x14						5x14						20x3					
ED12	1	2x9	F	1x12	99	1x10	119	2x9	F	1x12	108	1x10	130	7x2	F	1x12	102	1x10	122
	2	2x9						2x9						7x2					
ED13	1	19x8	F	2x55,5	93	2x44,4	117	19x8	F	2x55,5	97	2x44,4	122	56x2	F	2x48	105	2x44,4	114
	2	18x9						18x9						60x2					
ED14	1	11x7	F	2x44,4	104	2x36	128	11x7	F	2x48	101	2x36	134	16x3	H	2x40	101	2x33	123
	2	8x9						8x9						18x3					
	3	8x7						8x7						15x3					
	4	9x7						9x7						13x3					
Total	4.864 módulos						4.864 módulos						3.544 módulos						
	1.606,7 kWcc						1.752,2 kWcc						1.542,1 kWcc						

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

4.3.4 Sistemas fotovoltaicos do Setor 4

No Setor 4 foram selecionadas quatro edificações para a integração dos sistemas fotovoltaicos. A quantidade de inversores, suas respectivas potências, o carregamento de cada subarranjo, a quantidade de módulos por string e o número de strings em paralelo são apresentadas na Tabela 19.

Foi integrada a mesma quantidade de módulos (970) nos sistemas mono-Si e multi-Si enquanto para a tecnologia CdTe foram integrados 790 módulos (Tabela 19). Os sistemas com mono-Si apresentaram a maior potência instalada (349,4 kW), seguido do CdTe com 343,7 kW e da tecnologia multi-Si (320,4 kW). Com isso, a maior área total integrada foi de 1.959,2 m² (CdTe), seguido do sistema mono-Si (1.826,4 m²) e por último a tecnologia multi-Si (1.823,6 m²). Comparando as áreas disponíveis e as que efetivamente foram utilizadas para a integração, verifica-se que os sistemas multi-Si e mono-Si tiveram o aproveitamento de 99% (foram instalados 970 módulos e a quantidade máxima era de 976), enquanto para a tecnologia CdTe obteve-se 98% de aproveitamento (801 módulos possíveis e 790 instalados).

A quantidade de inversores em cada edificação do Setor 4 variou de dois a quatro (Tabela 19). Os sistemas da ED1 (multi-Si e mono-Si) e da ED3 (CdTe) foram as únicas modeladas com quatro inversores. A menor potência selecionada foi 12 kW e a maior foi de 100 kW. Na primeira faixa de carregamento, os valores variaram de 90% (ED1) a 105% (ED2 e ED4), enquanto na segunda faixa o intervalo foi de 115% (ED3) a 139% (ED1). Com isso, cada sistema foi simulado a fim de verificar o desempenho e a geração dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 19. Identificação dos inversores, carregamentos e quantidade de módulos do Setor 4

Edificação (ED)	Superfície	multi-Si						mono-Si						CdTe					
		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR		Módulos/string x Nº de strings	Inversor*	1ª faixa ILR		2ª faixa ILR	
				Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)			Potência (kWca)	ILR (%)	Potência (kWca)	ILR (%)
1	1	15x8	F	4x55,5	90	4x36	139	15x8	F	4x55,5	98	4x44,4	123	50x2	S	2x100	108	2x85	132
	2	15x8						50x2											
	3	26x7						75x2											
	4	26x7						75x2											
2	1	5x14	F	2x22.7	102	2x20	116	5x14	F	2x24	105	2x20	126	16x3	F	2x20	104	2x17.5	119
	2	5x14						16x3											
3	1	5x16	C	2x28	94	2x23	115	5x16	H	2x30	96	2x25	115	35x2	F	4x15	99	4x12	123
	2	5x16						35x2											
4	1	2x16	F	2x22.7	96	2x17.5	125	2x16	F	2x22.7	105	2x20	119	8x3	F	1x24	98	1x20	117
	2	2x17						10x3											
Total	970 módulos						970 módulos						790 módulos						
	320,4 kWcc						349,4 kWcc						343,7 kWcc						

*Os fabricantes dos inversores foram: Fronius (F), Canadian (C), Sungrow (S), Huawei (H) e SMA (M).

4.4 Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Nessa subseção, as variações do *yield*, do PR e da geração em relação as faixas de carregamento (ILR) em cada tecnologia de células fotovoltaicas foram analisadas. Conforme descrito no método, a variação do carregamento foi de 90% a 115% na 1ª faixa e de 116% a 140% na 2ª faixa. Em 4.4.1 são apresentados os resultados por sistemas fotovoltaicos e em 4.4.2 os resultados por subarranjo.

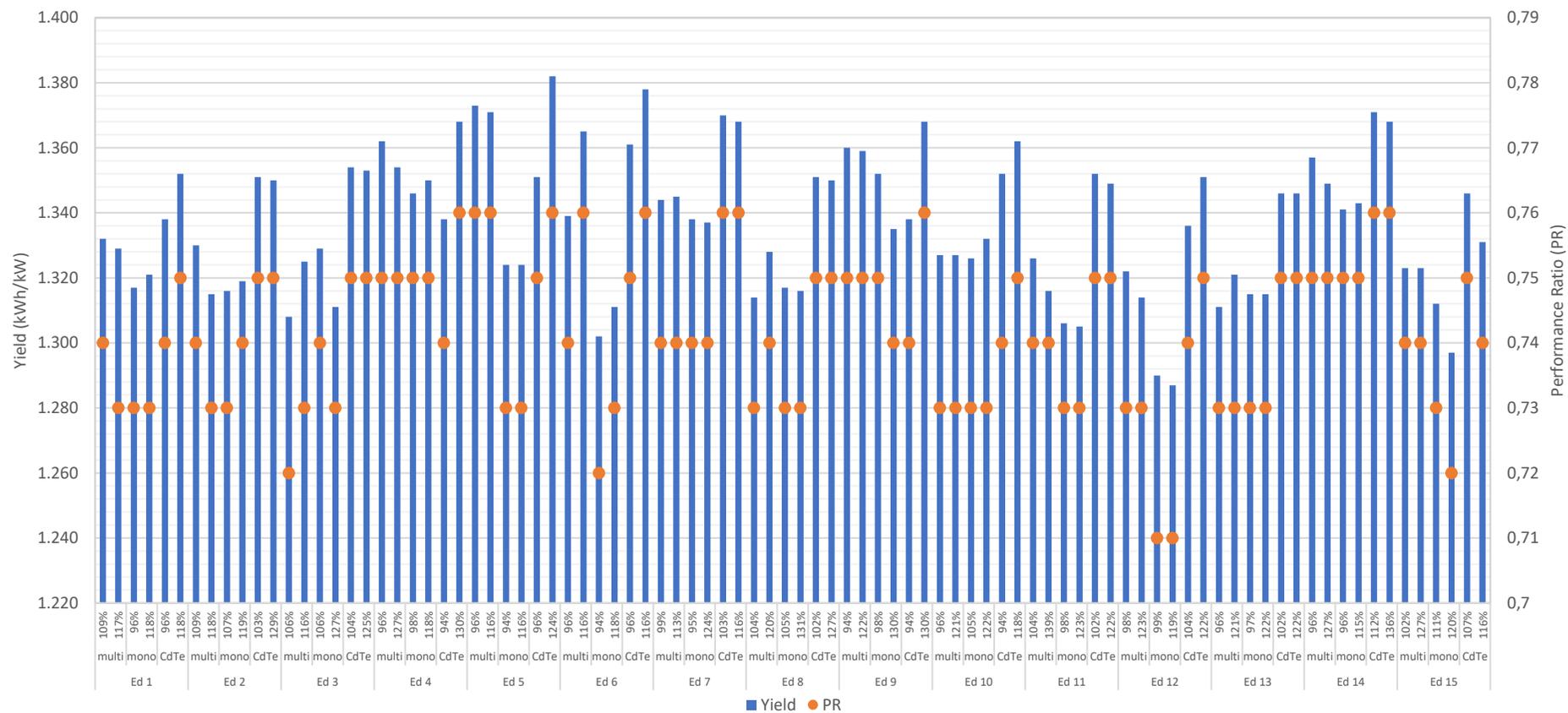
4.4.1 Desempenho por sistemas

Os resultados das simulações por sistemas fotovoltaicos dos setores (*yield*, PR e geração de energia) foram analisados, conforme apresentados nas subseções a seguir, e os sistemas cujos carregamentos resultaram na maior geração foram selecionados para o cálculo do Balanço Energético apresentado em 4.5.

4.4.1.1 Sistemas fotovoltaicos do Setor 1

Na Figura 56 são apresentados os *yields* e PR anuais dos sistemas fotovoltaicos simulados por edificação do Setor 1, em cada tecnologia e taxa de carregamento do inversor. Os *yields* dos sistemas com tecnologia CdTe apresentaram as maiores variações positivas com a mudança da primeira para a segunda faixa de carregamento do inversor. Os sistemas de ED1, ED4, ED5, ED6, ED9, ED10 e ED12 (56% das simulações) apresentaram variação de aproximadamente 20 kWh/kW no *yield* do CdTe (variando de 10 kWh/kW a 31 kWh/kW), quando se comparou a diferença dos *yields* obtidos pelas simulações dos sistemas da segunda em relação aos da primeira faixa de carregamento. Contudo, a maior variação (31 kWh/kW) ocorreu na ED5 (CdTe), em que os valores variaram de 1.351 kWh/kW (96%) a 1.382 kWh/kW (124%).

Figura 56. Yield e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 1



Como pode ser observado na Figura 56, os sistemas fotovoltaicos da tecnologia multi-Si resultaram na menor variação do *yield* em relação a variação da taxa de carregamento dos inversores. Somente 33% dos sistemas fotovoltaicos resultaram na variação positiva do *yield* na segunda faixa de carregamento. A menor variação positiva do *yield* (1 kWh/kW) ocorreu na ED7 e a maior na ED6 (26 kWh/kW). Para a tecnologia mono-Si, 40% das edificações apresentaram melhor desempenho no *yield* na segunda faixa de carregamento dos inversores (ILR). A variação do *yield* foi de 2 kWh/kW (ED14) a 9 kWh/kW (ED6).

Analisando os PR obtidos em cada faixa de carregamento, observa-se que não houve variação significativa nos resultados das duas faixas de carregamento simuladas para cada sistema (Figura 56). Nas tecnologias multi-Si e mono-Si, 66% dos sistemas fotovoltaicos mantiveram o PR na mudança da primeira para a segunda faixa do carregamento, enquanto na tecnologia CdTe essa relação foi de 46%, o que mostra maior variação do PR em relação ao aumento do carregamento nessa tecnologia. Na tecnologia CdTe, isso ocorreu nos sistemas das edificações ED1, ED4, ED5, ED6, ED9, ED10 e ED12 e a amplitude da variação do PR foi pequena (de 0,74 a 0,75 na ED1, ED10 e ED12 e de 0,75 a 0,76 na ED5 e ED6), sendo a maior variação nos sistemas da ED4 (0,74 a 0,76).

Na Tabela 20 são apresentados os indicadores de desempenho e a geração anual dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 1. As células hachuradas indicam os sistemas que apresentaram os melhores resultados (maior geração e maior *yield*) e que foram utilizados para o cálculo dos indicadores ponderados por setor.

Observa-se na Tabela 20 que na tecnologia multi-Si, 60% dos sistemas selecionados apresentaram melhor desempenho de produtividade na primeira faixa de carregamento (ILR). Entretanto, na tecnologia mono-Si, 60% dos sistemas apresentaram melhor produtividade na segunda faixa de carregamento. Na tecnologia CdTe, seis sistemas resultaram no melhor desempenho de produtividade na segunda faixa de carregamento, representando 40% dos sistemas. Nota-se que a tecnologia mono-Si foi a que apresentou os melhores resultados com a segunda faixa de carregamento e nas tecnologias multi-Si e CdTe houve pequeno impacto no desempenho com o aumento do carregamento dos inversores.

As tecnologias apresentaram pequenas diferenças de geração entre as simulações com as duas faixas de carregamento, conforme apresentado na Tabela 20. Para os sistemas multi-Si, 73% das simulações resultaram em gerações de energia diferindo menos de 1%, enquanto na tecnologia mono-Si isso ocorreu em 80% dos casos e na tecnologia CdTe em 60%. A

tecnologia CdTe apresentou as maiores diferenças de geração (2%) em 20% das simulações, mostrando maior variação nos sistemas de CdTe de acordo com o carregamento e maior necessidade de analisar o impacto do ILR nos desempenhos dos sistemas.

Tabela 20. Carregamento, *yield*, PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 1

Edificação (ED)	multi-Si				mono-Si				CdTe			
	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)
ED1	109%	1.332	0,74	208,2	96%	1.317	0,73	224,3	96%	1.338	0,74	227,0
	117%	1.329	0,73	207,6	118%	1.321	0,73	225,2	118%	1.352	0,75	229,4
ED2	109%	1.330	0,74	174,0	107%	1.316	0,73	187,6	103%	1.351	0,75	167,0
	118%	1.315	0,73	171,9	119%	1.319	0,73	189,4	129%	1.350	0,75	166,8
ED3	106%	1.308	0,72	17,2	106%	1.329	0,74	21,1	104%	1.354	0,75	21,2
	116%	1.325	0,73	17,5	127%	1.311	0,73	20,7	125%	1.353	0,75	21,1
ED4	96%	1.362	0,75	86,4	98%	1.346	0,75	93,0	94%	1.338	0,74	83,8
	127%	1.354	0,75	85,9	115%	1.350	0,75	93,4	130%	1.368	0,76	85,7
ED5	96%	1.373	0,76	105,2	94%	1.324	0,73	110,7	96%	1.351	0,75	93,4
	116%	1.371	0,76	105,0	125%	1.324	0,73	110,7	124%	1.382	0,76	95,6
ED6	96%	1.339	0,74	256,5	94%	1.302	0,72	272,0	96%	1.361	0,75	260,5
	117%	1.365	0,76	261,7	118%	1.311	0,73	274,6	116%	1.378	0,76	264,0
ED7	99%	1.344	0,74	53,2	95%	1.338	0,74	57,9	103%	1.370	0,76	64,4
	113%	1.345	0,74	53,3	124%	1.337	0,74	57,8	116%	1.368	0,76	64,3
ED8	104%	1.314	0,73	151,9	105%	1.317	0,73	166,1	102%	1.351	0,75	164,6
	120%	1.328	0,74	153,5	131%	1.316	0,73	165,9	1350	1.350	0,75	164,4
ED9	94%	1.360	0,75	76,4	98%	1.352	0,75	87,6	94%	1.338	0,74	83,8
	122%	1.359	0,75	76,3	130%	1.335	0,74	86,5	130%	1.368	0,76	85,7
ED10	96%	1.327	0,73	142,0	105%	1.326	0,73	154,7	94%	1.352	0,74	141,2
	121%	1.327	0,73	142,0	122%	1.332	0,73	155,5	188%	1.362	0,75	142,2
ED11	104%	1.326	0,74	396,6	98%	1.306	0,73	426,2	102%	1.352	0,75	396,6
	139%	1.316	0,74	393,9	123%	1.305	0,73	426,2	122%	1.352	0,75	395,6
ED12	98%	1.322	0,73	288,2	99%	1.290	0,71	306,6	104%	1.336	0,74	293,1
	123%	1.314	0,73	286,5	119%	1.287	0,71	306,1	122%	1.351	0,75	296,3
ED13	96%	1.311	0,73	140,3	97%	1.315	0,73	153,5	102%	1.346	0,75	164,1
	121%	1.321	0,73	141,4	122%	1.315	0,73	153,4	122%	1.346	0,75	163,9
ED14	96%	1.357	0,75	86,1	96%	1.341	0,75	92,7	112%	1.371	0,76	85,9
	127%	1.349	0,75	85,5	115%	1.343	0,75	92,9	136%	1.368	0,76	85,7
ED15	102%	1.323	0,74	161,7	111%	1.312	0,73	174,9	107%	1.346	0,75	173,4
	127%	1.323	0,74	161,6	120%	1.297	0,72	172,9	116%	1.331	0,75	171,4
Valores/ Setor*	-	1.336	0,74	2.352,2	-	1.316	0,73	2.535,5	-	1.358	0,75	2.436,1
Potência instalada	1.760,4 kW				1.924,8 kW				1.794,0 kW			

*Os indicadores *yield* e PR foram obtidos por meio da ponderação da potência instalada em CC

Observa-se na Tabela 20 que os sistemas de CdTe apresentaram os melhores resultados de *yield*, com variação de 1.336 kWh/kW a 1.382 kWh/kW e de PR entre 0,74 e 0,76. Os sistemas multi-Si apresentaram resultados intermediários (*yield* variando de 1.308 kWh/kW a 1.373 kWh/kW e o PR de 0,72 a 0,76), enquanto os sistemas de mono-Si apresentaram os menores *yields* (de 1.287 kWh/kW a 1.352 kWh/kW) e os valores do PR dessa tecnologia variaram de 0,71 a 0,75.

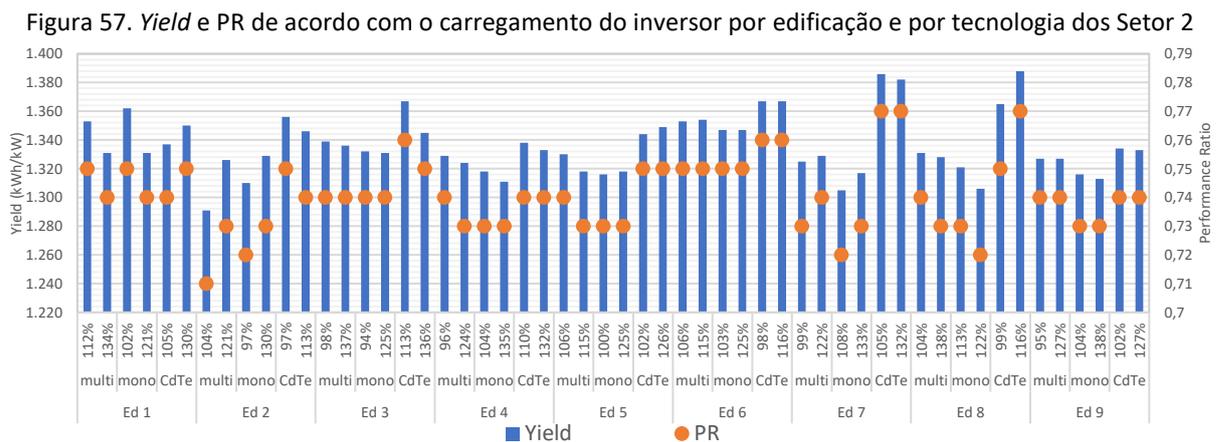
Os indicadores PR e *yield* ponderados para o Setor 1 (Tabela 20) foram de: 1.336 kWh/kW e 0,74 (multi-Si); 1.316 kWh/kW e 0,73 (mono-Si) e 1.358 kWh/kW e 0,75 (CdTe). Comparando a quantidade de energia gerada com a potência instalada, observa-se a tecnologia mono-Si resultou na geração de energia (2.535,5 MWh) com o *yield* ponderado de 1.316 kWh/kW. Destaca-se, porém, que a tecnologia CdTe resultou no maior *yield* ponderado (1.358 kWh/kW). A maior geração dos sistemas mono-Si ocorreu devido à maior potência instalada (1.924,80 kW) e não ocorreu devido ao melhor desempenho dos sistemas fotovoltaicos, visto que o melhor desempenho (maiores *yield* e PR) foi do CdTe. Por isso, se os sistemas forem instalados, é importante analisar em conjunto, a produtividade e a geração de energia. Visto que, devido a limitação das áreas das coberturas, foi possível instalar uma menor potência na tecnologia CdTe em comparação com a tecnologia mono-Si.

4.4.1.2 Sistemas fotovoltaicos do Setor 2

Os *yields* e PR dos sistemas simulados nas edificações do Setor 2 são apresentados na Figura 57. Nesse setor, as três tecnologias apresentaram variação do *yield* conforme o aumento do carregamento, entretanto apenas 33% resultaram no maior valor do *yield* na segunda faixa do carregamento. Observa-se que dentre todas as tecnologias, a menor variação positiva do *yield* da 2ª faixa em relação à 1ª foi de 1 kWh/kW (ED6) e o maior foi de 35 kWh/kW (ED2), ambos ocorrendo na tecnologia multi-Si. Na tecnologia mono-Si, a diferença dos *yields* da 2ª faixa em relação à 1ª foi de 2 kWh/kW (ED5) a 19 kWh/kW (ED2), enquanto na tecnologia CdTe a maior variação ocorreu na ED8 (23 kWh/kW) e a menor na ED5 (5kWh/kW).

Analisando o impacto do acréscimo do carregamento em relação ao PR (Figura 57), observa-se que os sistemas multi-Si apresentaram maior variação do PR quando os resultados da primeira com os da segunda faixa de carregamento são comparados. Aproximadamente

33% dos sistemas fotovoltaicos apresentaram PR maiores na 2ª faixa. As maiores variações ocorreram na ED2, tendo a variação de 0,71 (ILR 104%) a 0,74 (ILR 121%). As tecnologias mono-Si e CdTe apresentaram as menores variações positivas dos PR em relação a mudança da faixa de carregamento (em 55% dos sistemas não houve variação do PR). Na tecnologia CdTe, a ED8 apresentou a maior variação positiva no valor de PR ao aumentar a faixa de carregamento, variando de 0,75 (ILR de 99%) a 0,77 (ILR de 116%).



Na Tabela 21 são apresentados os indicadores de desempenho anuais dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 2, incluindo a geração de eletricidade no mesmo período. As células hachuradas indicam os sistemas que obtiveram os maiores indicadores de desempenho (*yield* e PR) e a maior geração em cada carregamento dos inversores. Observa-se que, para todas as tecnologias, dentro os carregamentos selecionados para compor a geração total do setor, 50% pertencem à primeira faixa de carregamento, o que mostra que o aumento do carregamento não foi significativo para o aumento da geração de energia.

Para os sistemas selecionados (maior geração de eletricidade), a tecnologia multi-Si apresentou a variação do *yield* de 1.291 kWh/kW a 1.354 kWh/kW e de PR de 0,71 a 0,75. Para a tecnologia mono-Si os valores variaram entre 1.300 kWh/kW a 1.362 kWh/kW e os PR de 0,72 a 0,75. Os *yields* dos sistemas de CdTe variaram de 1.333 kWh/kW a 1.388 kWh/kW e os PR variaram de 0,74 a 0,77. Os indicadores ponderados por setor foram: multi-Si com *yield* de 1.335 kWh/kW e PR de 0,74; mono-Si com *yield* de 1.328 kWh/kW e PR de 0,74; e CdTe com *yield* de 1.358 kWh/kW e PR de 0,75. A tecnologia CdTe apresentou o melhor desempenho em comparação às demais tecnologias (Tabela 21).

Nota-se na Tabela 21 que, assim como ocorreu nos sistemas do Setor 1, a maior geração (1.631 MWh) ocorreu com a tecnologia mono-Si, devido a maior potência instalada

(1.227 kW), não estando relacionada ao desempenho do sistema (*yield* e PR), uma vez que a tecnologia CdTe apresentou o *yield* ponderado 2% maior (1.358kWh/kW) que o *yield* ponderado dos sistemas com a tecnologia mono-Si (1.328 kWh/kW).

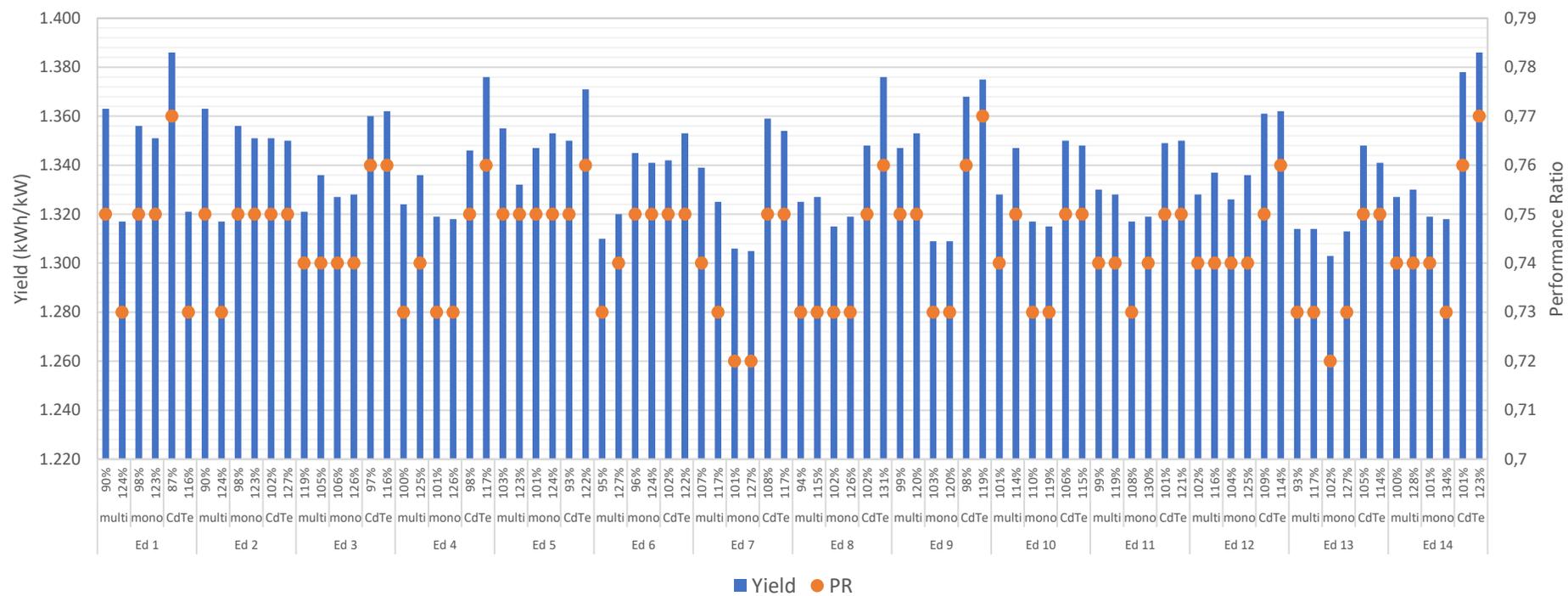
Tabela 21. Carregamento, yield, PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 2

Edificação (ED)	multi-Si				mono-Si				CdTe			
	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)
ED1	132%	1.353	0,74	304,9	102%	1.362	0,75	332,6	105%	1.337	0,74	250,1
	134%	1.331	0,74	299,0	121%	1.332	0,74	326,2	130%	1.350	0,75	252,5
ED2	104%	1.291	0,71	23,4	97%	1.310	0,72	25,4	97%	1.356	0,75	23,0
	121%	1.326	0,73	24,1	130%	1.329	0,73	25,9	113%	1.346	0,74	22,8
ED3	98%	1.339	0,74	46,0	94%	1.332	0,74	49,9	113%	1.367	0,76	46,4
	137%	1.336	0,74	45,9	125%	1.331	0,74	49,8	136%	1.345	0,75	45,6
ED4	96%	1.329	0,74	183,1	104%	1.318	0,73	198,0	110%	1.338	0,74	196,8
	124%	1.324	0,73	182,3	135%	1.311	0,73	196,9	132%	1.333	0,74	196,0
ED5	106%	1.330	0,74	135,4	100%	1.316	0,73	145,9	102%	1.344	0,75	121,6
	115%	1.318	0,73	134,0	125%	1.318	0,73	146,2	126%	1.349	0,75	122,1
ED6	106%	1.353	0,75	71,4	103%	1.348	0,75	77,7	98%	1.367	0,76	64,2
	115%	1.354	0,75	71,6	125%	1.347	0,75	77,6	117%	1.368	0,76	64,3
ED7	99%	1.320	0,73	231,5	108%	1.300	0,72	248,7	105%	1.386	0,77	241,2
	122%	1.325	0,74	232,3	133%	1.313	0,73	252,0	132%	1.382	0,77	239,8
ED8	104%	1.331	0,74	265,2	113%	1.321	0,73	286,9	99%	1.365	0,75	261,2
	138%	1.328	0,73	264,5	122%	1.306	0,72	283,7	116%	1.388	0,77	265,8
ED9	95%	1.327	0,74	242,3	104%	1.316	0,73	262,2	102%	1.334	0,74	300,7
	127%	1.327	0,74	242,5	138%	1.313	0,73	261,6	127%	1.333	0,74	300,4
Valores/Setor	-	1.335	0,74	1.505,8	-	1.328	0,74	1.631,1	-	1.358	0,75	1.512,8
Potência instalada	1.126,8 kW				1.227,4 kW				1.113,5 kW			

4.4.1.3 Sistemas fotovoltaicos do Setor 3

Os indicadores de desempenho (*yield* e PR) por carregamento e tecnologia dos sistemas simulados para o Setor 3 são apresentados na Figura 58. Observa-se que a mudança da primeira para a segunda faixa do ILR não resultou diretamente em aumento do PR. A tecnologia mono-Si apresentou menor variação positiva entre o PR da 2ª faixa em relação ao da 1ª faixa, visto que em 78% dos sistemas os valores foram iguais nas duas simulações, enquanto na tecnologia multi-Si esse valor de 57% e na tecnologia CdTe foi de 50%. Verifica-se que a tecnologia CdTe apresentou a maior redução do PR (-0,04 na ED1), em que o valor PR foi menor com maior carregamento, alterando de 0,77 (ILR de 87%) para 0,73 (ILR de 116%).

Figura 58. Yield e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 3



Analisando a variação do *yield* em relação à mudança da primeira para a segunda faixa do carregamento, a tecnologia CdTe apresentou a maior variação positiva, quando comparado os resultados da 2ª faixa de carregamento com os da 1ª faixa (26 kWh/kW na ED8). Para a tecnologia multi-Si, 57% das edificações apresentaram *yield* maior na segunda faixa de carregamento. Nos sistemas CdTe, esse percentual foi de 64%, ocorrendo nos sistemas ED3, ED4, ED5, ED6, ED8, ED 9, ED11, ED12 e ED14. Por sua vez, na tecnologia mono-Si, apenas 35% dos sistemas apresentaram *yield* maior na 2ª faixa (ED3, ED5, ED8, ED11, ED12 e ED13), conforme Figura 58. O sistema ED11 apresentou a maior variação positiva do *yield* da 2ª faixa em relação à 1ª na tecnologia mono-Si: 1.326 kWh/kW com ILR 104% e 1.336 kWh/kW com ILR 125%. O maior *yield* dentre os sistemas (1.386 kWh/kW) foi com CdTe (ED1 com ILR 87% e ED14 com ILR 123%).

Os resultados do desempenho com as respectivas gerações de eletricidade anuais dos sistemas do Setor 3 são apresentados na Tabela 22. As células hachuradas apresentam os sistemas que obtiveram os melhores resultados (maior geração e maior *yield*) em cada carregamento. Observa-se que a tecnologia multi-Si apresentou maior relação entre a mudança da primeira para a segunda faixa do carregamento no *yield*, visto que 61% das simulações resultaram na maior geração de energia na segunda faixa do ILR. A tecnologia mono-Si apresentou uma relação menor, com 42% das simulações resultando na maior geração de eletricidade com maiores carregamentos (Tabela 22).

Nota-se na Tabela 22 que para a tecnologia multi-Si o *yield* variou de 1.310 kWh/kW a 1.363 kWh/kW e o PR variou de 0,73 a 0,75. Para a tecnologia mono-Si, o *yield* variou de 1.303 kWh/kW a 1.356 kWh/kW e o PR variou de 0,72 a 0,75. A tecnologia CdTe apresentou os maiores indicadores, com *yields* variando de 1.321 kWh/kW a 1.386 kWh/kW e com o PR mínimo de 0,73 e máximo de 0,77.

De acordo com os maiores *yields* e PR, os valores dos indicadores ponderados para cada tecnologia por setor foram calculados (Tabela 22). Observa-se que os sistemas mono-Si resultaram nos menores resultados em comparação as demais tecnologias, sendo o *yield* ponderado de 1.330 kWh/kW e o PR 0,74, enquanto a tecnologia multi-Si resultou no *yield* e PR ponderados de 1.341 kWh/kW e 0,74, respectivamente. A tecnologia CdTe apresentou os maiores resultados, com o *yield* ponderado 1.363 kWh/kW e o PR 0,76. Desse modo, nota-se que a tecnologia CdTe possui o melhor desempenho em comparação às demais tecnologias,

mostrando ser a tecnologia mais promissora para a integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações do Setor 3, como ocorreu nos Setores 1 e 2.

Tabela 22. Carregamento, yield, PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 3

Edificação (ED)	multi-Si				mono-Si				CdTe			
	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)
ED1	90%	1.363	0,75	202,7	98%	1.356	0,75	219,8	87%	1.386	0,77	199,0
	124%	1.317	0,73	195,8	123%	1.351	0,75	219,0	116%	1.321	0,73	189,6
ED2	90%	1.363	0,75	405,4	98%	1.356	0,75	439,6	107%	1.351	0,75	348,0
	124%	1.317	0,73	391,6	123%	1.351	0,75	438,1	134%	1.347	0,75	347,1
ED3	96%	1.321	0,74	61,0	105%	1.327	0,74	66,9	97%	1.360	0,76	63,9
	116%	1.336	0,74	61,8	126%	1.328	0,74	67,0	116%	1.360	0,76	63,9
ED4	100%	1.324	0,74	293,9	101%	1.319	0,73	319,2	98%	1.346	0,75	253,1
	125%	1.336	0,74	294,4	126%	1.318	0,73	319,1	117%	1.376	0,76	258,6
ED5	103%	1.355	0,75	100,3	101%	1.347	0,75	108,7	93%	1.350	0,75	105,7
	123%	1.332	0,75	98,5	124%	1.353	0,75	108,6	118%	1.371	0,76	107,4
ED6	95%	1.310	0,73	166,6	96%	1.345	0,75	186,1	102%	1.342	0,75	196,2
	127%	1.320	0,74	167,5	124%	1.341	0,75	185,5	122%	1.353	0,75	197,8
ED7	107%	1.339	0,74	275,9	101%	1.306	0,72	293,5	108%	1.359	0,75	281,4
	117%	1.325	0,73	273,0	127%	1.305	0,72	293,4	117%	1.354	0,75	280,4
ED8	94%	1.325	0,73	110,3	102%	1.315	0,73	119,3	102%	1.348	0,75	98,5
	125%	1.327	0,73	110,5	126%	1.319	0,73	119,7	131%	1.376	0,76	100,6
ED9	99%	1.347	0,75	106,8	103%	1.309	0,73	113,1	98%	1.368	0,76	107,1
	120%	1.353	0,75	107,2	120%	1.309	0,73	113,2	119%	1.375	0,77	107,7
ED10	101%	1.328	0,74	96,5	110%	1.317	0,73	104,4	106%	1.350	0,75	103,4
	121%	1.347	0,75	97,8	119%	1.315	0,73	104,2	115%	1.348	0,75	103,2
ED11	99%	1.330	0,74	15,8	108%	1.317	0,73	17,0	101%	1.349	0,75	16,4
	119%	1.328	0,74	15,8	130%	1.319	0,74	17,1	121%	1.350	0,75	16,4
ED12	102%	1.328	0,74	61,4	104%	1.326	0,74	66,8	109%	1.361	0,76	71,0
	116%	1.337	0,74	61,8	125%	1.327	0,74	66,9	114%	1.362	0,75	71,1
ED13	93%	1.314	0,73	136,4	102%	1.303	0,72	147,4	105%	1.348	0,75	136,1
	117%	1.314	0,73	136,3	127%	1.313	0,73	148,5	114%	1.341	0,75	135,4
ED14	104%	1.327	0,73	117,5	101%	1.319	0,74	127,4	101%	1.378	0,76	111,5
	128%	1.330	0,74	117,8	134%	1.318	0,73	127,3	123%	1.386	0,77	112,2
Valores/ Setor	-	1.341	0,74	2.155,3	-	1.330	0,74	2.331,2	-	1.363	0,76	2.103,6
Potência instalada	1.606,7 kW				1.752,2 kW				1.542,1 kW			

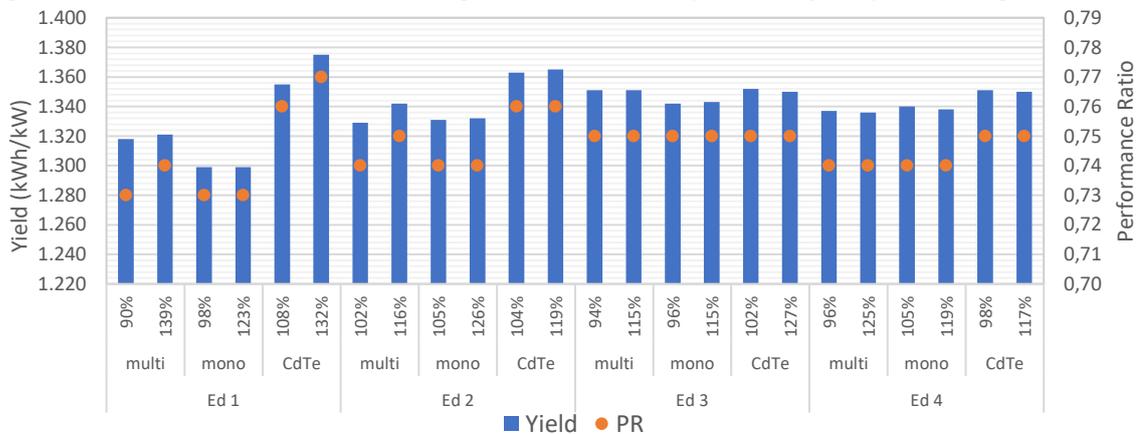
A tecnologia mono-Si gerou a maior quantidade de eletricidade (2.331,2 MWh), seguida da tecnologia multi-Si (2.155,3 MWh) e dos sistemas com a tecnologia CdTe (2.103,6 MWh). Como nos Setores 1 e 2, a maior geração de energia dos sistemas mono-Si não foi

decorrente do melhor desempenho, entretanto pela maior potência instalada (1.752,2 kW) em comparação à CdTe (melhor desempenho com potência instalada de 1.542,1 kW).

4.4.1.4 Sistemas fotovoltaicos do Setor 4

Na Figura 59 são apresentados os *yields* e PR dos sistemas simulados para o Setor 4 de acordo com tecnologia e faixa de carregamento do inversor. Analisando os *yields* em relação a variação da primeira à segunda faixa do carregamento, observa-se que 75% dos sistemas apresentaram *yield* maior na 2ª faixa de carregamento com as tecnologias multi-Si e mono-Si, enquanto para a tecnologia CdTe esse percentual foi de 50%. Para a tecnologia multi-Si, nota-se que ED2 apresentou a maior variação positiva do *yield* em relação à mudança do carregamento, variando de 1.329 kWh/kW (ILR de 102%) para 1.342 kWh/kW (ILR de 116%). Na tecnologia CdTe, a maior variação positiva do *yield* ocorreu em ED1 (1.355 kWh/kW com ILR de 108% para 1.375 kWh/kW com ILR de 132%).

Figura 59. Yield e PR de acordo com o carregamento do inversor por edificação e por tecnologia do Setor 4



Verificando o resultado do PR em cada carregamento, observa-se que a mudança da primeira para a segunda faixa do ILR não aumentou o PR (Figura 59). A tecnologia multi-Si apresentou a maior variação do PR, com o PR das ED1 e ED2 variando de 0,74 (1ª faixa) para 0,75 (2ª faixa). A tecnologia mono-Si não apresentou nenhuma variação do PR nas duas faixas de carregamento, enquanto para o sistema CdTe somente a ED1 apresentou variação positiva nos PR (variando de 0,76 com ILR de 108% para 0,77 com ILR de 132%).

Na Tabela 23 são apresentadas as gerações anuais de eletricidade de cada sistema do Setor 4 em relação aos indicadores de desempenho e ILR. As células hachuradas indicam os sistemas que apresentaram os melhores resultados (maior geração e maior *yield*) em cada ILR

simulado. Observa-se que na tecnologia CdTe o *yield* foi impactado pela variação da primeira para a segunda faixa do ILR, visto que na ED1 e ED2, os sistemas simulados com ILR na 2ª faixa resultaram em maiores *yields*. Para multi-Si não se verificou esse comportamento e ED3 e ED4 apresentaram a mesma geração de energia em ambas as faixas de carregamento. Nota-se que ED1 e ED3 (mono-Si), o *yield* não variou positivamente conforme a variação do carregamento pois observa-se a mesma geração de energia elétrica para ambas as faixas do ILR. Na tecnologia multi-Si, verifica-se que os *yields* variaram de 1.318 kWh/kW a 1.351 kWh/kW e os PR variaram de 0,74 a 0,75. Para a tecnologia mono-Si os *yields* foram entre 1.299 kWh/kW e 1.343 kWh/kW e o PR variou de 0,73 a 0,75. Como nos outros setores, a tecnologia CdTe resultou no melhor desempenho (*yields* variando de 1.350 kWh/kW a 1.375 kWh/kW e PR entre 0,75 e 0,77).

Tabela 23. Carregamento, yield, PR e geração dos sistemas fotovoltaicos do Setor 4

Edificação (ED)	multi-Si				mono-Si				CdTe			
	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	ILR	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)
ED1	90%	1.318	0,74	262,9	98%	1.299	0,73	282,6	108%	1.355	0,76	294,8
	139%	1.321	0,75	263,6	123%	1.299	0,73	282,6	132%	1.375	0,77	299,1
ED2	102%	1.329	0,74	61,4	105%	1.331	0,74	67,1	104%	1.363	0,76	56,9
	116%	1.342	0,75	62,1	126%	1.332	0,74	67,2	119%	1.365	0,76	57,0
ED3	94%	1.351	0,75	71,4	96%	1.342	0,75	77,4	102%	1.352	0,75	82,4
	115%	1.351	0,75	71,4	115%	1.343	0,75	77,4	127%	1.350	0,75	82,3
ED4	96%	1.337	0,74	29,1	105%	1.340	0,74	31,9	98%	1.351	0,75	31,7
	125%	1.336	0,74	29,1	119%	1.338	0,74	31,8	117%	1.350	0,75	31,7
Valores/Setor	-	1.330	0,74	426,2	-	1.313	0,74	459,1	-	1.368	0,76	470,2
Potência instalada	320,4 kW				349,4 kW				343,7 kW			

Os *yields* e PR ponderados foram os seguintes: 1.313 kWh/kW e 0,74 (mono-Si), 1.330 kWh/kW e 0,74 (multi-Si) e 1.368 kWh/kW e 0,76 (CdTe). Observa-se que a tecnologia CdTe apresentou os maiores indicadores de desempenho, sendo a tecnologia mais indicada para a integração de sistemas fotovoltaicos locais. Diferente dos outros setores, a maior geração do Setor 4 foi a dos sistemas com a tecnologia CdTe (470,2 MWh). A segunda maior geração foi a com mono-Si (459,1 MWh) e a menor com multi-Si (426,2 MWh). Percebe-se um limite entre a potência instalada e o *yield* ponderado das tecnologias mono-Si e CdTe para a geração de energia elétrica. Mesmo a potência instalada do sistema mono-Si sendo maior que a do

sistema CdTe, a maior produtividade (*yield*) da tecnologia CdTe compensou a menor potência instalada e gerou a maior quantidade de energia elétrica. Nesse caso, se os sistemas fossem analisados a fim de serem instalados, a tecnologia CdTe deveria obter prioridade, pois apresentou a maior geração e a maior produtividade.

4.4.2 Desempenho por subarranjos

Essa subseção apresenta os impactos no desempenho dos subarranjos com ângulos azimutais⁷ e inclinações diferentes no mesmo sistema fotovoltaico. Os gráficos das subseções a seguir apresentam os *yields* por subarranjo e da edificação por tecnologia e carregamento. A cor azul representa a subarranjo com o menor ângulo azimutal e a cor laranja representa o subarranjo com o maior ângulo azimutal.

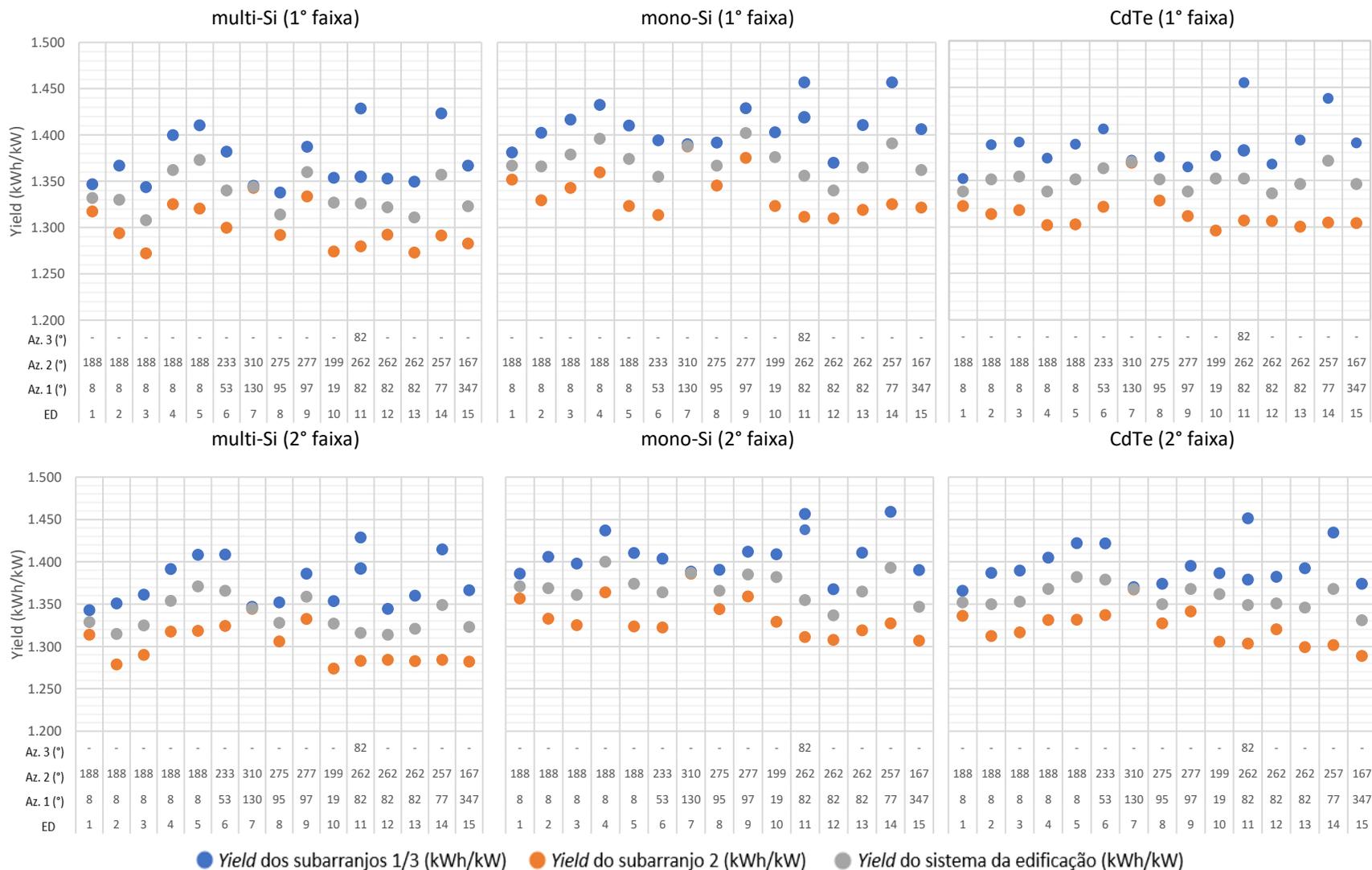
4.4.2.1 Sistemas fotovoltaicos do Setor 1

A análise dos *yields* das edificações *versus* os *yields* dos subarranjos dos sistemas fotovoltaicos das edificações do Setor 1 é apresentada na Figura 60. O sistema E11 foi o único com três subarranjos, mas os ângulos azimutais de dois deles são iguais (82°, em azul). Para as edificações que possuem coberturas simétricas (mesmo número de módulos fotovoltaicos para diferentes azimutes), o *yield* do sistema da edificação resultou na mediana dos *yields* dos subarranjos. Isso só não ocorreu nas edificações ED5 e ED11. O subarranjo de ED5 com menor ângulo azimutal (8°) possui 40 módulos a mais que o outro (ângulo azimutal de 188°) para as tecnologias multi-Si e mono-Si e 21 para a tecnologia CdTe. A ED11 possui três subarranjos fotovoltaicos, com quantidade de módulos consideravelmente diferentes: o primeiro com 234 módulos, o segundo com 510 módulos e o terceiro com 162 módulos nas tecnologias multi-Si e mono-Si, e para CdTe, o primeiro possui 190 módulos, o segundo 370 e o terceiro 114.

Observa-se na Figura 60 que as edificações com coberturas com ângulos azimutais nos quadrantes Leste e Oeste (ED6, ED7, ED8, ED9, ED11, ED12, ED13 e ED14) apresentam menor diferença entre os *yields* dos subarranjos em relação ao *yield* da edificação (menor diferença obtida na ED7, com azimutes 130° e 310°). A diferença é em torno de 2% menor em comparação às diferenças observadas nas edificações com desvios azimutais nos quadrantes Norte e Sul (ED1, ED2, ED3, ED4, ED5, ED10 e ED15).

⁷ Conforme o método, os quadrantes divididos da seguinte forma: Norte (315°<desvio azimutal<45°), Leste (45°<Desvio azimutal<135°), Sul (135°<desvio azimutal<225° e 225°) e Oeste (225°<desvio azimutal<315°).

Figura 60. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 1



Como pode ser observado na Figura 60, os *yields* dos subarranjos com ângulo azimutal no quadrante Sul foram 5% inferiores que os dos subarranjos com azimute no quadrante ao Norte, enquanto os *yields* dos subarranjos com ângulos azimutais próximos ao Leste foram cerca de 2% superiores em comparação à dos subarranjos próximos a Oeste. Entre as tecnologias, os sistemas de mono-Si foram os que resultaram na maior amplitude (6%).

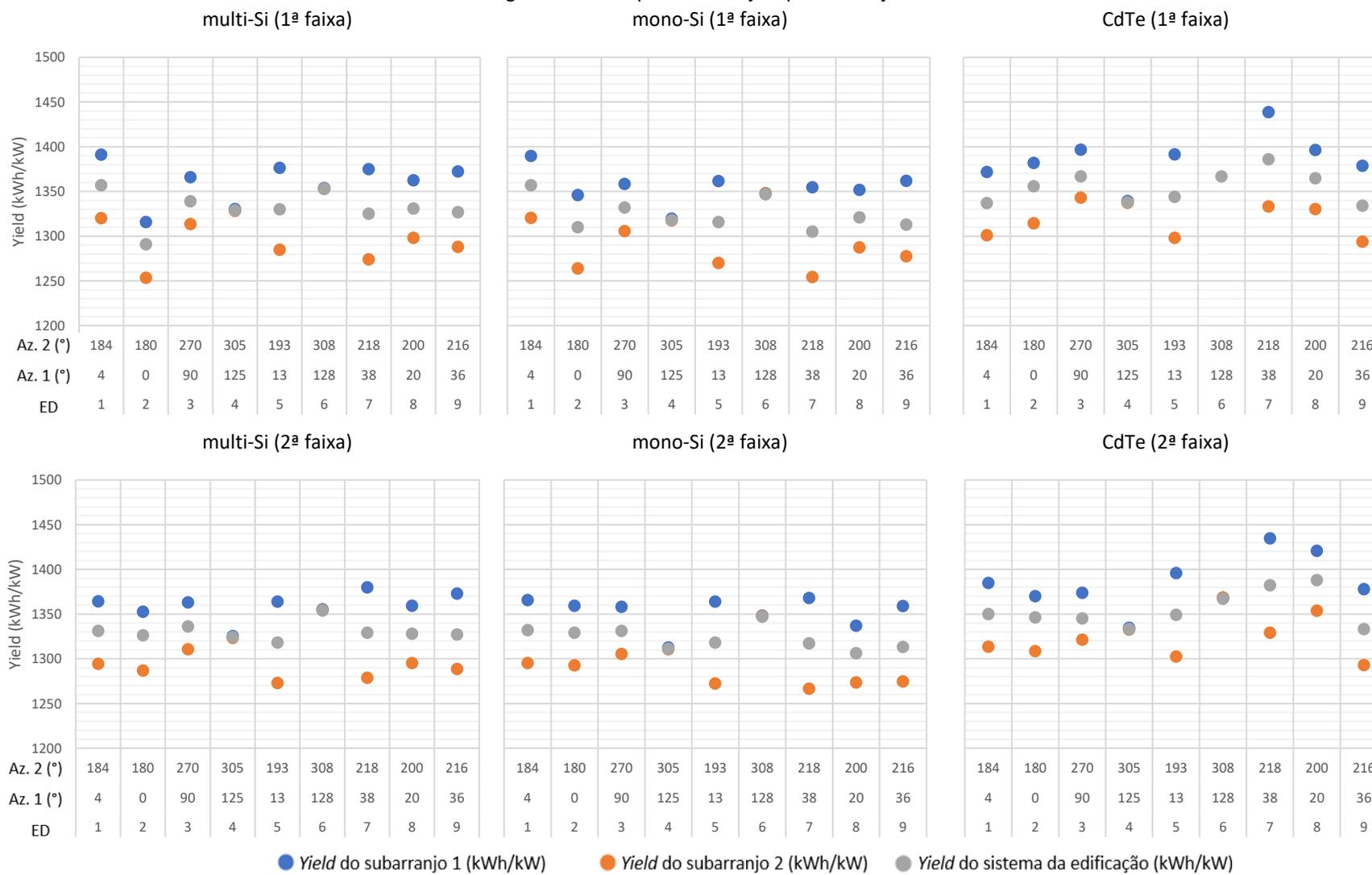
Os *yields* dos subarranjos na tecnologia multi-Si variaram de 1.272 kWh/kW a 1.429 kWh/kW (1ª faixa), enquanto na 2ª faixa foi de 1.274 kWh/kW a 1.429 kWh/kW. Para o sistema mono-Si, a variação foi de 1.260 e 1.407 kWh/kW (1ª faixa) e de 1.257 kWh/kW a 1.409 kWh/kW (2ª faixa). Na tecnologia CdTe, os *yields* foram de 1.296 kWh/kW a 1.455 kWh/kW (1ª faixa) e de 1.289 kWh/kW a 1.452 kWh/kW (2ª faixa), conforme Figura 60.

4.4.2.2 Sistemas fotovoltaicos do Setor 2

Na Figura 61 é apresentada a análise dos *yields* das edificações versus os *yields* dos subarranjos fotovoltaicos dos sistemas simulados para o Setor 2. As edificações E3, E5, E6 e E8 são simétricas (mesmo número de módulos nos dois subarranjos) e a mediana dos *yields* dos subarranjos foi o *yield* do sistema fotovoltaico. Seis edificações (ED1, ED2, ED5, ED7, ED8 e ED9) possuem subarranjos nos quadrantes Norte e Sul e as edificações ED3, ED4 e E6 possuem as superfícies localizadas nos quadrantes Leste e Oeste.

Observa-se que os subarranjos no quadrante Sul apresentaram desempenho 6% inferior aos *yields* dos subarranjos no quadrante Norte, enquanto os *yields* a Oeste foram, aproximadamente, 1,5% inferior que os *yields* a Leste. Nota-se, portanto, que as edificações com subarranjos nos quadrantes Norte e Sul têm maiores diferenças no *yield* do que as edificações quando comparados aos subarranjos Leste e Oeste, como observado nos sistemas do Setor 1.

Figura 61. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 2



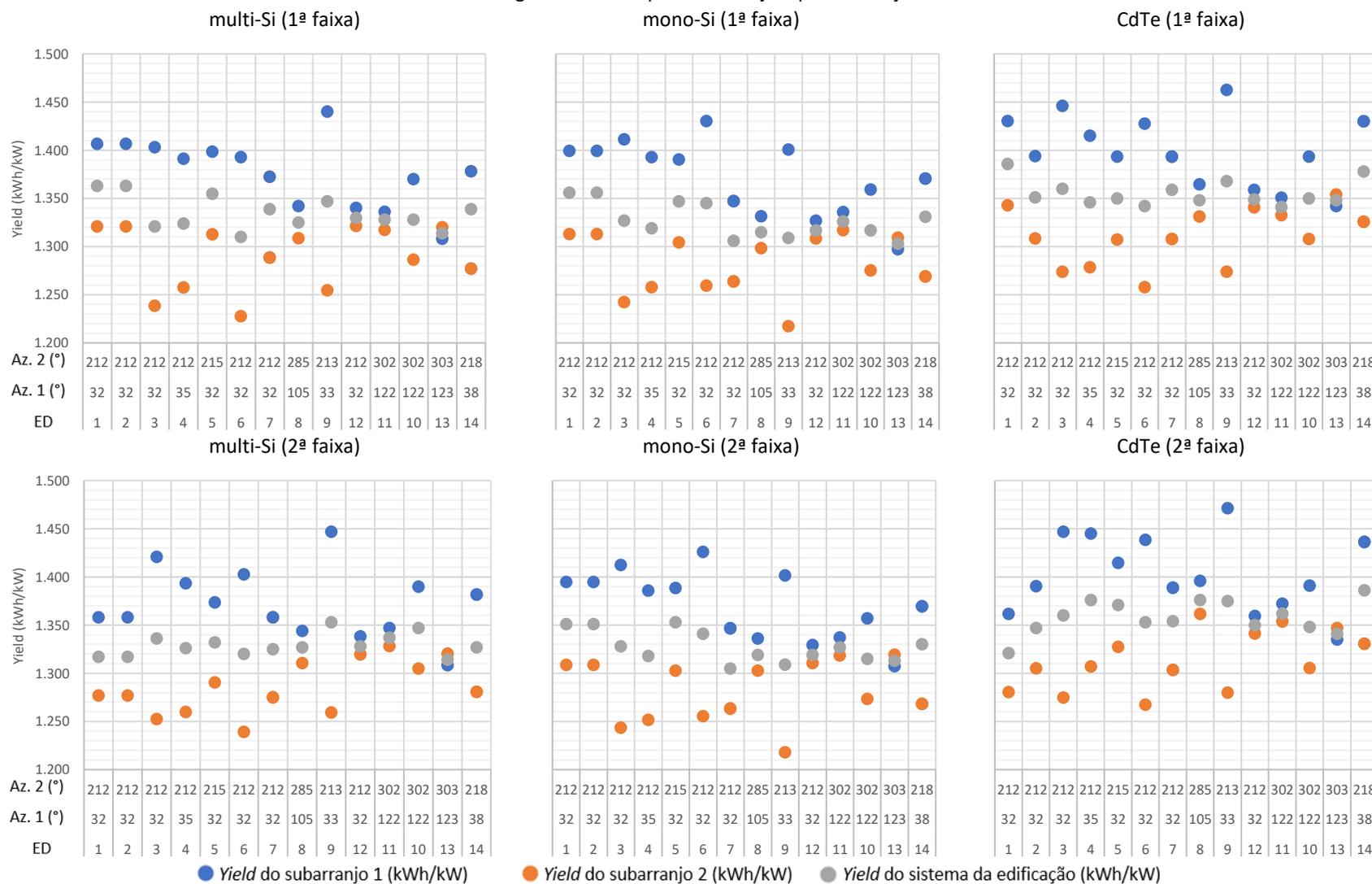
4.4.2.3 Sistemas fotovoltaicos do Setor 3

Os *yields* dos subarranjos e das edificações do Setor 3 são apresentados na Figura 62. Dez edificações possuem os subarranjos nos quadrantes Norte e Sul (ED1, ED2, ED3, ED4, ED5, ED6, ED7, ED9, ED10 e ED14) e as outras quatro (E8, E11, E12 e E13) superfícies a Leste e a Oeste.

Comparando os *yields* dos subarranjos com os *yields* das edificações, verifica-se que os subarranjos do quadrante Sul apresentaram *yields*, aproximadamente 8% inferiores, quando comparados com o Norte. Por sua vez, os *yields* dos subarranjos a Oeste foram, aproximadamente 3% inferiores que os *yields* dos subarranjos a Leste. Dessa forma, como observado nos sistemas dos Setores 1 e 2, verifica-se que as edificações com subarranjos Leste e Oeste possuem menores diferenças de desempenho.

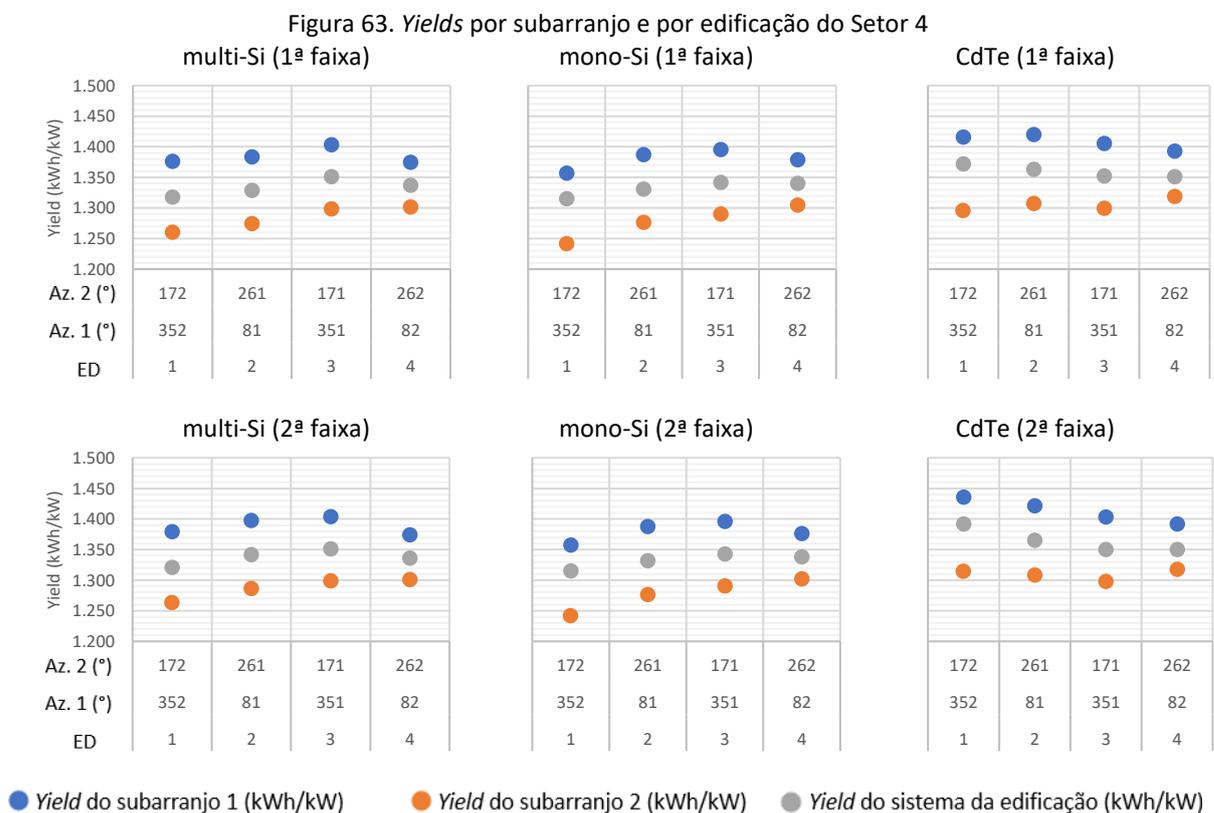
Observa-se na Figura 62 que os subarranjos da ED9 (ângulos azimutais de 33° e 213°) resultaram nas maiores diferenças entre os valores do *yield*, com máxima variação na tecnologia CdTe na segunda faixa de carregamento (1.471 kWh/kW no azimute 33° e 1.280 kWh/kW no azimute 213°). A menor diferença entre os *yields* dos subarranjos foi verificada na ED13, com a variação de 12 kWh/kW em todas as tecnologias e nas duas faixas de carregamento.

Figura 62. Yields por subarranjo e por edificação do Setor 3



4.4.2.4 Sistemas fotovoltaicos do Setor 4

Observa-se na Figura 63 os *yields* dos subarranjos e os *yields* das edificações do Setor 4. As edificações E2, E3 e E4 possuem sistemas fotovoltaicos simétricos (mesma quantidade de módulos em cada subarranjo) e de modo semelhante aos outros Setores, o *yield* da edificação foi a mediana dos *yields* de cada subarranjo. Para fins de simulação, E1 foi dividida em 4 subarranjos, entretanto os subarranjos 1 e 3 possuem as mesmas características (inclinação e desvio azimutal) da mesma forma que os subarranjos 2 e 4. Diante disso, obteve-se quatro *yields*, porém com dois números diferentes.



As edificações E1 e E3 possuem subarranjos nos quadrantes Norte e Sul e E2 e E4 possuem subarranjos nos quadrantes Leste e Oeste (Figura 63). Comparando os *yields* dos subarranjos com os *yields* das edificações, verifica-se que os subarranjos no quadrante Sul apresentaram os *yields* inferiores (8,3%), quando comparados com os *yields* no quadrante Norte. Enquanto os *yields* dos subarranjos no quadrante Oeste foram 7% inferiores quando comparados com os *yields* do quadrante Leste. Isso confirmou o que foi observado nos

sistemas dos outros setores, e a maior variação dos *yields* dos subarranjos das edificações ocorre nas coberturas Norte e Sul quando comparadas às com azimute a Leste e Oeste.

4.4.3 Análise da correlação de Pearson entre o Performance Ratio (PR) e o Yield por ângulo azimutal e ILR

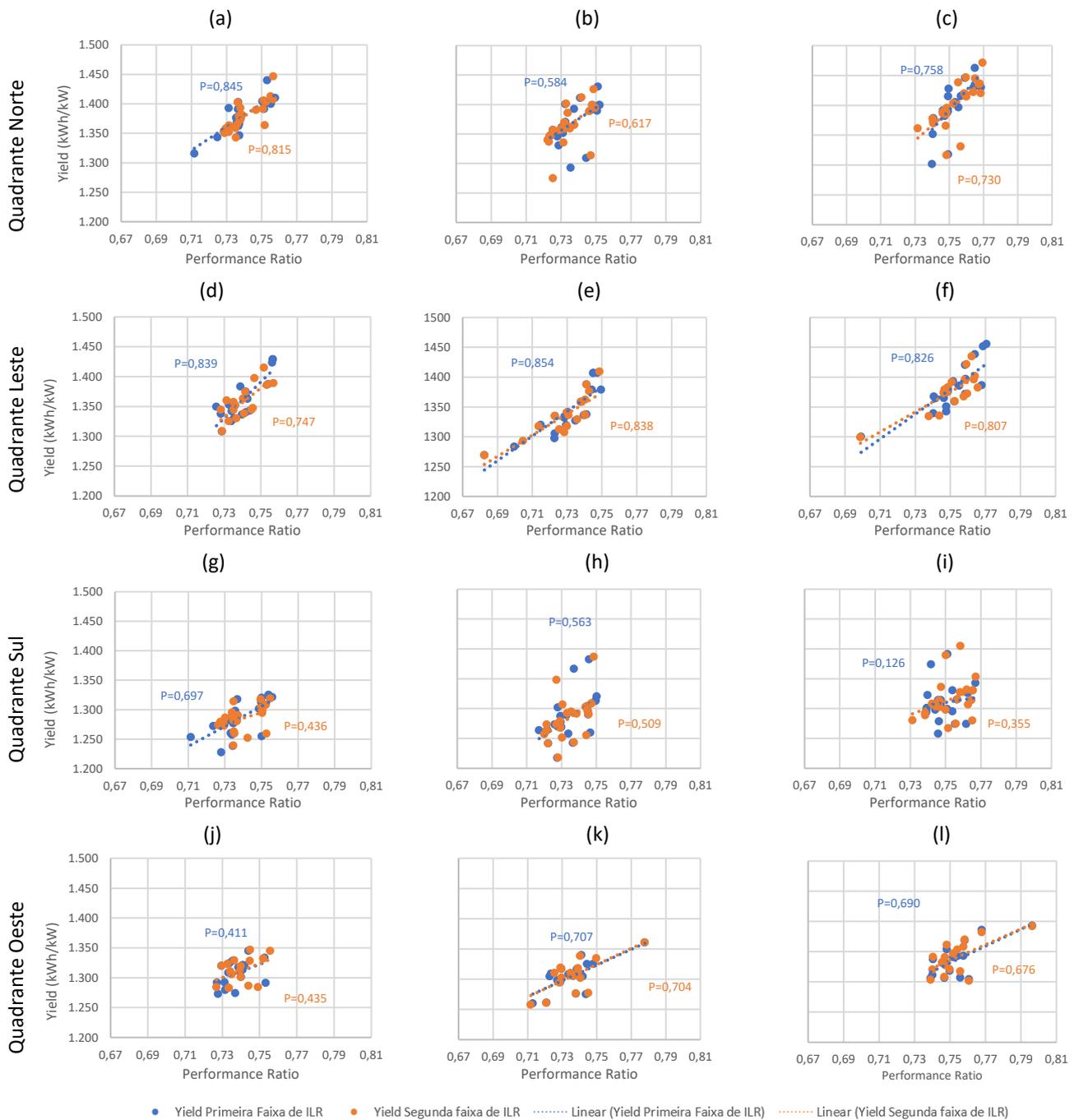
Na Figura 64 é apresentada a análise da correlação de Pearson entre as variáveis *yield* (subarranjo) e PR (subarranjo) nos dois carregamentos para cada sistema. As variáveis foram divididas por tecnologia nos quatro quadrantes conforme os desvios azimutais. Os valores em azul representam a primeira faixa de carregamento, enquanto os valores em laranja representam a segunda faixa de carregamento. O valor do coeficiente de Pearson (P) e faixa de carregamento foram analisados para cada tecnologia, a fim de verificar o quanto a variação do *yield* (y) pode ser representada pelo Performance Ratio (x).

Para o Quadrante Norte, nota-se que as relações entre *yield* e PR foram fortes para o multi-Si e para o CdTe (P acima de 0,70, conforme Figura 64(a) e Figura 64(b)) e intermediárias para o mono-Si, com a pior correlação de Pearson ocorrendo nos sistemas simulados na primeira faixa de ILR (P=0,584), conforme Figura 64(b). A melhor correlação (0,845) ocorreu nas simulações com sistemas da primeira faixa de carregamento do multi-Si (Figura 64(a)).

Observa-se que, na maioria dos pontos, os números maiores e menores (extremos) foram os mais distantes da reta. Os maiores *yields* e PR apresentaram desvio azimutal mais ao Leste e maiores inclinações, enquanto os menores valores apresentaram desvio azimutal mais próximo ao Norte e pequenas inclinações. Os valores mais próximos da reta apresentaram desvios azimutais tanto mais próximo do Norte quanto do Leste, porém com inclinações medianas (entre 4° a 6°), conforme Figura 64(a), Figura 64(b) e Figura 64(c).

Para o Quadrante Leste (Figura 64(d), Figura 64(e) e Figura 64(f)), observa-se as maiores correlações de Pearson, com todos os valores acima de 0,8 com exceção das simulações da segunda faixa de carregamento do multi-Si (P=0,747). Para a tecnologia mono-Si e CdTe, os valores de P dos arranjos com ângulos azimutais a leste foram os maiores em comparação aos demais quadrantes. Nota-se que a maior parte dos *yields* e PR que estão distantes da reta, possuem desvios azimutais mais próximos ao Leste com as maiores inclinações (maiores *yields*) e mais próximos do Sul com as menores inclinações.

Figura 64. Correlação de Pearson entre *yield* e PR por ângulo e tecnologia nos subarranjos multi-Si



Para o Quadrante Sul (Figura 64(g), Figura 64(h) e Figura 64(i)), observa-se que todas as tecnologias e carregamentos apresentaram as mais fracas correlações de Pearson, com exceção das simulações da primeira faixa de carregamento do multi-Si, em que o pior resultado foi obtido no Quadrante Oeste (Figura 64(j)). Com azimutes entre 135° e 215°, as correlações foram intermediárias, sendo o valor obtido pelos sistemas de CdTe (primeira faixa de carregamento) classificado como de baixa correlação (P=0,126, conforme Figura 64(i)). A maior correlação de Pearson nesse quadrante foi obtida pelos sistemas multi-Si (primeira faixa

de carregamento), com $P=0,697$. Nota-se que para a maioria dos pontos que ficaram mais distantes das retas possuem desvios azimutais mais próximos do Leste com maiores inclinações e mais próximos do Sul com menores inclinações. Os valores mais próximos à reta, obtiveram os desvios azimutais mais próximos do Leste com inclinações medianas (5° e 6°).

No Quadrante Oeste, as tecnologias mono-Si e CdTe apresentaram correlações próximas (entre 0,676 no CdTe da 2ª faixa de carregamento e 0,707 no mono-Si da 1ª faixa), estando os valores no limiar da classificação como altas correlações, conforme Figura 64(k) e Figura 64(l). Para a tecnologia multi-Si (Figura 64(k)) os valores de P foram menores, pouco acima de 0,40. A maioria dos pontos que estão distantes da reta possuem o desvio azimutal mais próximo do Oeste com maiores inclinações (maiores valores do *yield*) e desvios azimutais mais próximos ao Oeste com menores inclinações (menores valores do *yield*).

4.4.4 Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Foram selecionados dois dias para analisar o desempenho das células fotovoltaicas e o impacto da temperatura de operação (Tabela 24). Para a seleção do dia de irradiação solar elevada com média de temperatura alta, analisaram-se os nove dias com valores de irradiação próximos ao maior valor anual ($8.405 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$).

Tabela 24. Dias escolhidos para análise do desempenho da temperatura das células

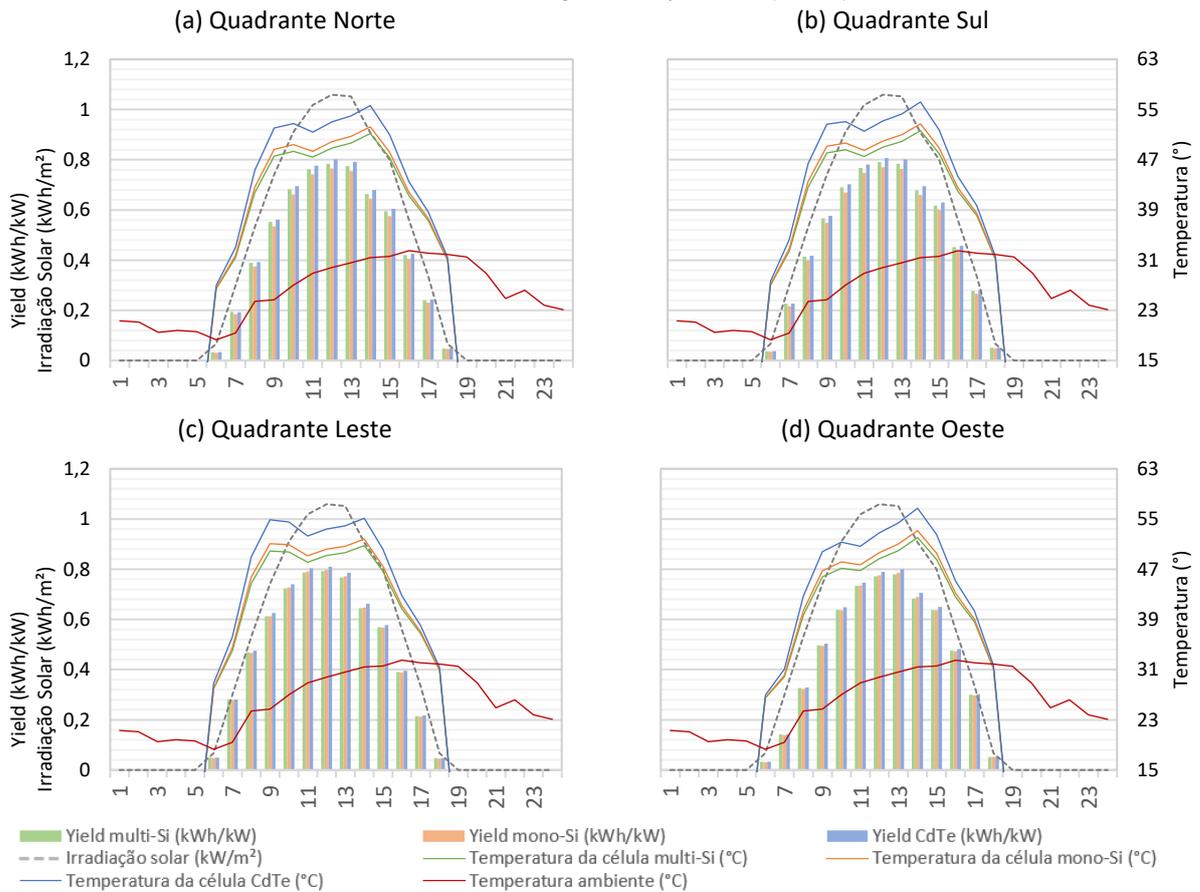
Temperatura alta e irradiação alta			Temperatura amena e irradiação média		
Dia	GHI diário ($\text{Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$)	Média de temperatura ($^\circ\text{C}$)	Dia	GHI diário ($\text{Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$)	Média de temperatura ($^\circ\text{C}$)
4/dez	8.405	21,5	30/set	4.989	25,9
17/dez	8.349	25,9	20/mar	4.984	23,5
14/nov	8.000	25,0	17/mai	4.942	20,2
16/dez	7.871	24,8	14/mar	4.924	21,8
24/nov	7.781	28,8	29/jul	4.923	25,1
3/dez	7.763	20,4	28/jul	4.922	24,7
15/nov	7.734	27,7	8/set	4.921	21,7
13/nov	7.687	24,7	15/set	4.921	20,2
8/dez	7.668	28,5	4/mai	4.911	15,2

O dia 17 de dezembro foi o que apresentou a maior temperatura média e foram utilizados os *yields* horários desse dia. Para a seleção do dia de irradiação solar média com temperatura amena, analisaram-se os nove valores de irradiação mais próximos à média anual ($4.966 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{dia}$) e selecionou-se o dia 4 de maio (menor temperatura média). Para avaliar o impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas, foram selecionadas duas

edificações com subarranjos nos quatro quadrantes: E5 (azimutes 8° e 188°) e E9 (azimutes 97° e 277°) do Setor 1, ambas com inclinação das superfícies de 6° .

Na Figura 65 são apresentados os *yields* horários de cada subarranjo das edificações e as temperaturas de operação das células fotovoltaicas no dia com maior nível de irradiação e temperatura (17/12)⁸.

Figura 65. Análise do desempenho do yield e da temperatura de operação das células fotovoltaicas no dia com maior nível de irradiação e temperatura (17/12)



No quadrante Norte (Figura 65(a)), nota-se que às 12 horas ocorreu o pico de irradiação solar ($1,05 \text{ kWh/m}^2$), conduzindo as tecnologias às maiores produtividades (multi-Si: $0,78 \text{ kWh/kW}$; mono-Si: $0,76 \text{ kWh/kW}$ e CdTe: $0,80 \text{ kWh/kW}$). Observa-se que o sistema CdTe apresentou a maior média do *yield* ($0,48 \text{ kWh/kW}$), em comparação com as demais tecnologias, sendo 2% superior ao sistema multi-Si ($0,47 \text{ kWh/kW}$) e 6% superior ao sistema mono-Si ($0,45 \text{ kWh/kW}$). Nota-se que os maiores *yields* (multi-Si: $0,66 \text{ kWh/kW}$, mono-Si: $0,64 \text{ kWh/kW}$; CdTe: $0,69 \text{ kWh/kW}$) ocorreram às 14h, horário de maior temperatura nas células

⁸ É importante destacar que o SAM somente simula a temperatura das células fotovoltaicas no horário em que há incidência de radiação solar; nos demais horários, a temperatura da célula no subarranjo é considerada zero.

fotovoltaicas, sendo 51,2°C (multi-Si), 52,2°C (mono-Si) e 55,3°C (CdTe). Diante disso, verifica-se que a tecnologia CdTe apresentou a maior produtividade durante o período de geração de energia e no horário de maior temperatura. As temperaturas das células fotovoltaicas variaram de 26,4°C a 51,17°C (multi-Si) a 26,5°C a 52,2°C (mono-Si) 26,9°C a 55,6°C (CdTe), mostrando que as temperaturas de operação das células fotovoltaicas de CdTe foram maiores que as das demais tecnologias.

Para o desvio azimutal 187° (quadrante Sul), observa-se que os maiores *yields* (multi-Si: 0,79 kWh/kW; mono-Si: 0,78 kWh/kW e CdTe: 0,81 kWh/kW) ocorreram às 12 horas (horário de maior irradiação solar: 1,06 kWh/m²), conforme Figura 65(b). Comparando as produtividades, durante todo o período de geração, exceto às 7 horas, horário no qual os *yields* se igualaram, a tecnologia CdTe apresentou o maior *yield*. O sistema CdTe obteve produtividade 2% superior, quando comparado com a tecnologia multi-Si e de 4% quando comparado com a tecnologia mono-Si. Às 14 horas (horário de maior temperatura) as células obtiveram as seguintes temperaturas: (multi-Si: 51,6°C; mono-Si: 52,7°C e CdTe: 56,2°C). A tecnologia CdTe apresentou o maior *yield* (0,69 kWh/kW) em comparação com a tecnologia multi-Si (0,67 kWh/kW) e mono-Si (0,65 kWh/kW).

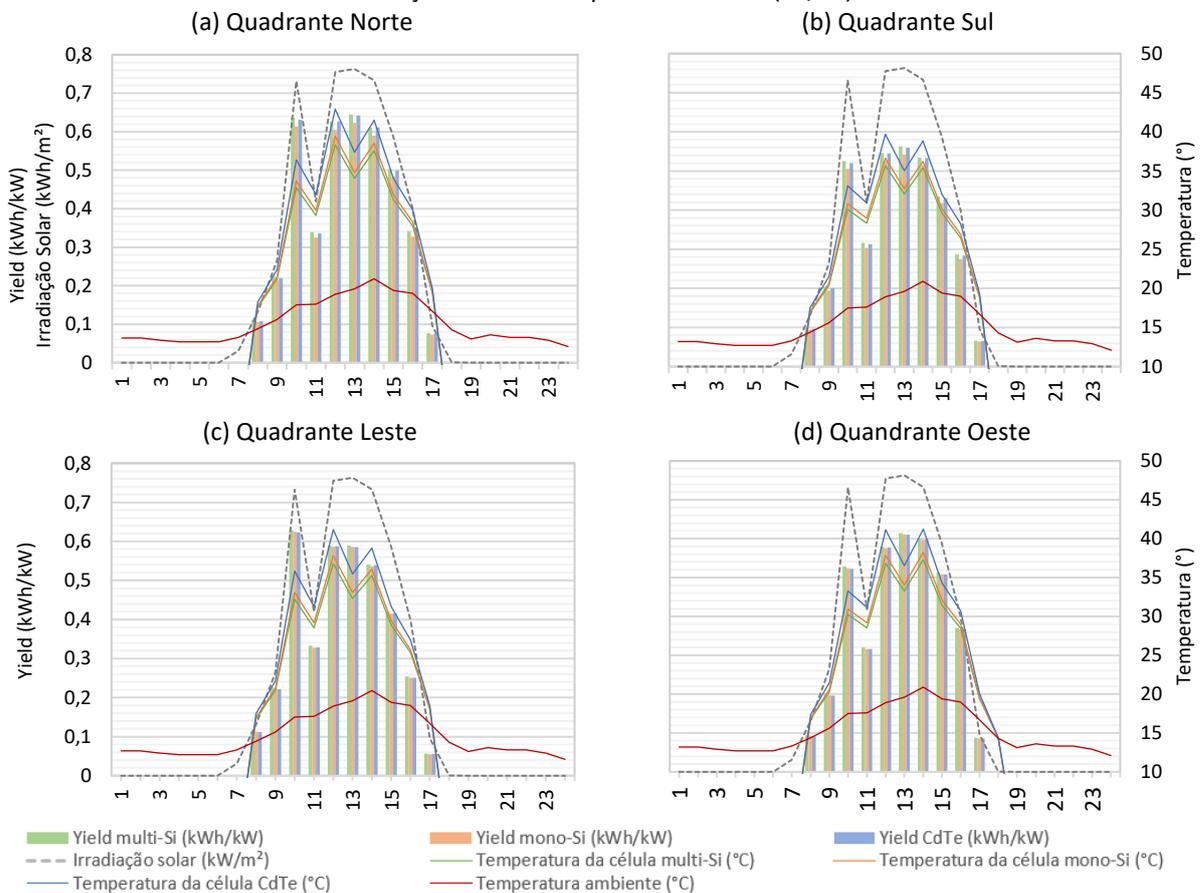
No quadrante Leste (Figura 65 (c)), observa-se que os maiores *yields* (CdTe: 0,81 kWh/kW; multi-Si e mono-Si: 0,79 kWh/kW) ocorreram no horário do pico de irradiação solar (12h). Analisando os *yields*, nota-se que o sistema CdTe resultou na maior produtividade em todo o dia, exceto às 7 horas, no qual os sistemas multi-Si e CdTe apresentaram o mesmo *yield* (0,28 kWh/kW). Os *yields* dos sistemas multi-Si e mono-Si foram 2% inferiores aos *yields* do sistema CdTe. A maior variação (3%), entre a tecnologia CdTe e as demais, ocorreu às 14 horas, horário de maior temperatura das células (multi-Si: 50,7°C; mono-Si: 51,8°C e CdTe: 55,1°C). A tecnologia CdTe resultou na maior produtividade também para esse subarranjo.

No desvio azimutal de 277° (quadrante Oeste), nota-se o descasamento entre o horário de maior irradiação (1,06 kWh/m², 12h) com o horário dos maiores *yields* (13h) em todas as tecnologia (multi-Si: 0,78 kWh/kW, mono-Si: 0,78 kWh/kW e CdTe: 0,80 kWh/kW), entretanto, as variações dos *yields* foram pequenas (1%), como apresentado na Figura 65(d). Observa-se que o sistema CdTe apresentou o *yield* 2% superior em comparação aos sistemas multi-Si e mono-Si. A tecnologia CdTe resultou no maior *yield* durante todo o período de geração, exceto às 8h no qual os *yields* das três tecnologias foram iguais (0,32kWh/kW). A maior variação entre os *yields* ocorreu às 14h, sendo entre as tecnologias CdTe (0,71 kWh/kW)

e multi-Si (0,68 kWh/kW) de 3%, e entre CdTe e mono-Si (0,69 kWh/kW) de 2%. Nesse horário a temperatura das células foi máxima, sendo 52°C (multi-Si), 53,1°C (mono-Si) e 56,7°C (CdTe).

Na Figura 66 são apresentados os *yields* horários, as temperaturas das células fotovoltaicas e as irradiações no dia de irradiação solar média e temperatura amena (04/05). Para esse dia, verifica-se que o pico de irradiação solar ocorreu às 13h (0,76 kWh/m²) e outro pico às 10h. Depois desse horário a irradiação solar decresceu abruptamente, voltando a aumentar às 12h. Após às 13h, o valor decresceu e não foram observadas grandes variações.

Figura 66. Análise do desempenho do yield e da temperatura de operação das células fotovoltaicas no dia com irradiação média e temperatura amena (04/05)



Para o quadrante Norte (Figura 66(a)), observa-se que o maior *yield* ocorreu às 10h (CdTe: 0,63 kWh/kW; multi-Si e mono-Si: 0,61 kWh/kW). O sistema multi-Si apresentou os maiores *yields* e foi 5% superior ao da tecnologia mono-Si e 2,5% superior ao da tecnologia CdTe. A maior temperatura de operação das células ocorreu às 12h, sendo 38,3°C para a tecnologia multi-Si e 39,4°C e 42,9°C para os sistemas mono-Si e CdTe, respectivamente. Nesse horário, as tecnologias multi-Si e CdTe apresentaram 0,62 kWh/kW (*yield*), enquanto o sistema mono-Si teve o *yield* no valor de 0,60 kWh/kW.

No quadrante Sul (Figura 66(b)), nota-se que os maiores *yields* (multi-Si: 0,56 kWh/kW; CdTe: 0,55 kWh/kW e mono-Si: 0,54 kWh/kW) ocorreram às 13h e ao mesmo tempo com a maior irradiação (0,76 kWh/m²). Os sistemas multi-Si e CdTe apresentaram os maiores *yields* em comparação ao sistema mono-Si. Às 12h, todos os sistemas apresentaram a maior temperatura de operação das células fotovoltaicas, sendo 35,6°C para o sistema multi-Si, 36,6°C para multi-Si e 39,9°C para a tecnologia CdTe. Para essas temperaturas, verifica-se que as tecnologias multi-Si e CdTe apresentaram os maiores *yields* (0,54 kWh/kW) em comparação com mono-Si (0,52 kWh/kW).

Para o quadrante Leste (Figura 66(c)), observa-se que o maior *yield* (0,62 kWh/kW), para todas as tecnologias, ocorreu às 10h, com a irradiação 0,73 kWh/m² nas temperaturas de operação das células fotovoltaicas de 32,6°C (multi-Si), 33,4°C (mono-Si) e 36,2°C (CdTe). A maior temperatura ocorreu às 12h (multi-Si: 37,1°C; mono-Si 38°C e CdTe 41,5°C) e as produtividades das três tecnologias foi de 0,58 kWh/kW. A média dos *yields* durante todo o dia foi igual (0,37 kWh/kW), mostrando o desempenho similar das tecnologias.

No quadrante Oeste, apresentado na Figura 66(d), observa-se que os maiores *yields* ocorreram às 13h (multi-Si e mono: 0,61 kWh/kW e CdTe: 0,60 kWh/kW) com a irradiação 0,76 kWh/kW e nas seguintes temperaturas de operação das células fotovoltaicas: 33,2°C (multi-Si), 34°C (mono-Si) e 36,5°C (CdTe). Nota-se que às 14 horas ocorreram as maiores temperaturas (multi-Si: 37,3°C; mono-Si 38,2°C e CdTe 41,2°C) e os maiores *yields*, sendo 0,60 kWh/kW (multi-Si); 0,59 kWh/kW (mono-Si e CdTe). Nota-se que a tecnologia multi-Si apresentou a melhor produtividade.

Percebe-se que a tecnologia CdTe resultou em maior produtividade no período das maiores temperaturas, revelando melhor desempenho em dias com temperaturas elevadas em comparação às células fotovoltaicas de silício. Isso ocorre devido ao coeficiente de temperatura da tecnologia CdTe ser menor (-0,244%/°C) em comparação ao sistema multi-Si (-0,410%/°C) e ao sistema mono-Si (-0,383%/°C). No dia ameno, entretanto, a produtividade da tecnologia multi-Si foi maior, resultando na melhor performance. Os desempenhos dos sistemas de CdTe foram muito próximos, porém 1% inferior do obtido para o multi-Si, e enquanto a tecnologia mono-Si resultou em *yield* 4% (quadrante Norte e Sul) e 2% (quadrantes Leste e Oeste) inferiores. As temperaturas das células fotovoltaicas no dia ameno variaram de 17,2°C a 38,3°C (multi-Si) a 17,3°C a 39,4°C (mono-Si) 18,7°C a 42,9°C (CdTe), mostrando que o sistema CdTe operou em maior temperatura.

4.5 Análise do balanço energético

Essa seção apresenta o balanço energético para cada Setor de acordo com o consumo e a máxima geração dentre os sistemas simulados para cada tecnologia. Como a energia fotovoltaica é gerada no horário fora de ponta (horário solar), a compensação de energia foi realizada inicialmente no horário fora de ponta (horário solar e horário noturno) e, quando houve excedente de energia após a compensação completa do consumo fora de ponta, compensou-se o consumo no horário de ponta com o fator tarifário de 1,7. No caso dos setores em que não houve compensação completa, foram utilizados os excedentes dos outros setores para que o balanço energético fosse considerando todo o *campus*.

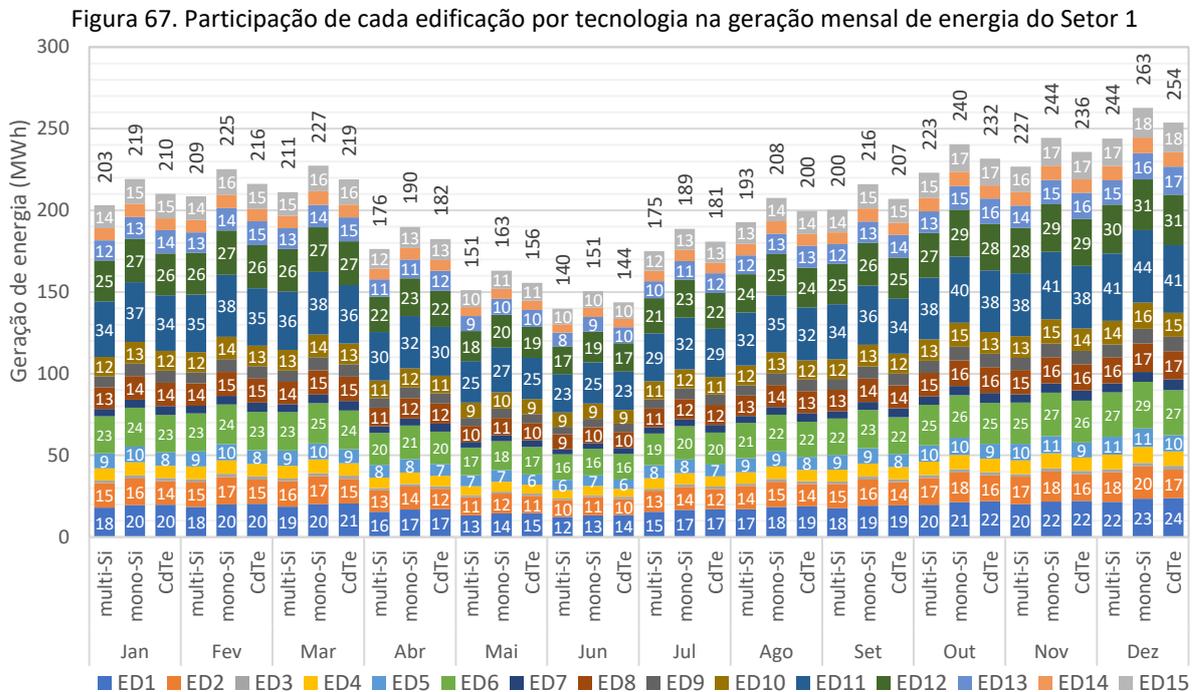
4.5.1 Balanço energético do Setor 1

Na Tabela 25 são apresentadas as gerações anuais de energia elétrica por edificação do Setor 1. Observa-se que os sistemas fotovoltaicos mono-Si geraram a maior quantidade de eletricidade (2.535,5 MWh) com a potência instalada de 1.924,8 kW. Os sistemas CdTe apresentaram a segunda maior geração com 2.436,1 MWh, tendo 1.794,0 kW de potência instalada. Por sua vez, os sistemas de multi-Si apresentaram a menor geração (2.352,2 MWh) com 1.760,4 kW de potência instalada.

Tabela 25. Sistemas simulados e selecionados para o cálculo do balanço energético do Setor 1

Edificação	multi-Si		mono-Si		CdTe	
	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)
ED1	109%	208,2	118%	225,2	96%	229,4
ED2	109%	174,0	119%	189,4	103%	167,0
ED3	116%	17,5	106%	21,1	104%	21,2
ED4	96%	86,4	115%	93,4	130%	85,7
ED5	96%	105,2	125%	110,7	124%	95,6
ED6	116%	261,7	118%	274,6	116%	264,0
ED7	113%	53,3	95%	57,9	103%	64,4
ED8	120%	153,5	105%	166,1	102%	164,6
ED9	94%	76,4	98%	87,6	130%	85,7
ED10	96%	142,0	122%	155,5	118%	142,2
ED11	104%	396,6	98%	426,2	102%	396,6
ED12	98%	288,2	99%	306,6	122%	296,3
ED13	121%	141,4	97%	153,5	102%	164,1
ED14	96%	86,1	115%	92,9	112%	85,9
ED15	102%	161,7	111%	174,9	107%	173,4
Geração total	2.352,2 MWh		2.535,5 MWh		2.436,1 MWh	
Potência instalada	1.760,4 kW		1.924,8 kW		1.794,0 kW	

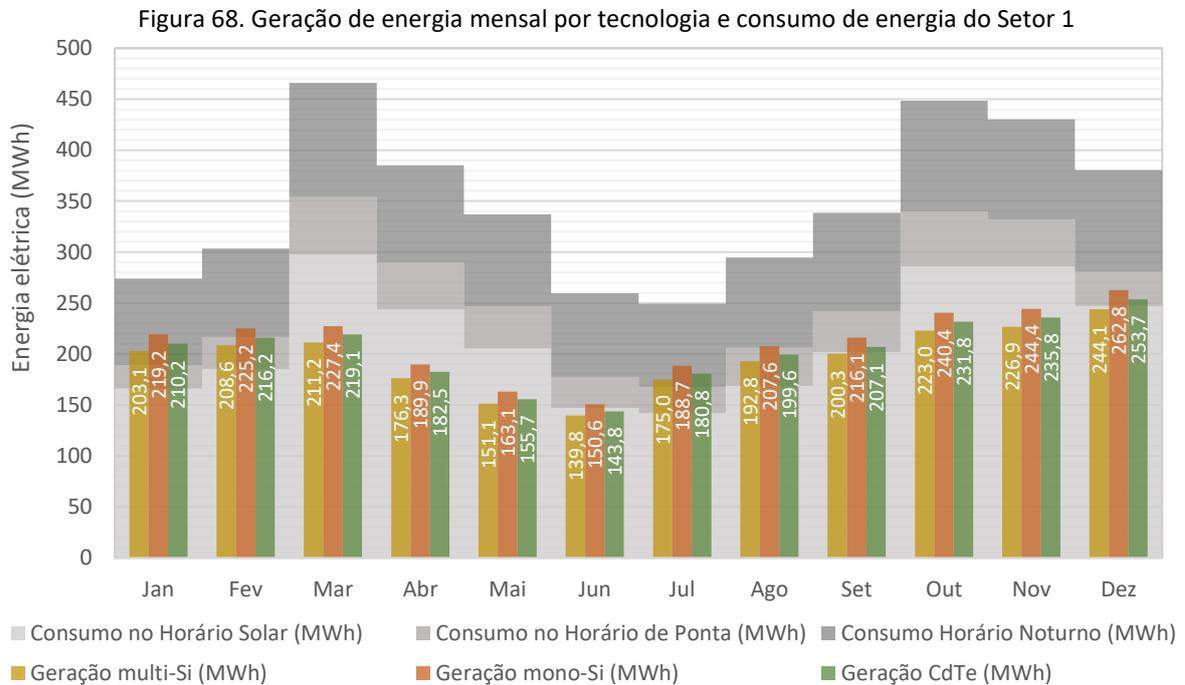
Na Figura 67 são apresentadas as participações de cada edificação na geração mensal de energia. As edificações mais significativas para a geração de energia desse setor foram E6, E11 e E12, que contribuíram com cerca de 40% da geração total para as três tecnologias.



Nota-se na Figura 67 que os meses de junho (multi-Si: 140 MWh; mono-Si: 151 MWh; CdTe: 144 MWh) e maio (multi-Si: 151 MWh; mono-Si: 163 MWh e CdTe 156 MWh) apresentaram as menores gerações (devido aos menores níveis de irradiação) e as maiores gerações ocorreram em novembro (multi-Si: 227 MWh; mono: 244 MWh; e CdTe: 236 MWh) e em dezembro (multi-Si: 244 MWh; mono-Si: 263 MWh; CdTe: 254 MWh).

Na Figura 68 é apresentada a comparação entre as gerações de eletricidade de todas as tecnologias e a correspondência entre os consumos mensais no horário solar, no horário de ponta e horário noturno fora de ponta. Observa-se que novembro foi o mês de maior geração de eletricidade, com 226,9 MWh (multi-Si), 244,4 MWh (mono-Si) e 235,8 (CdTe), e em contrapartida junho resultou nas menores gerações, obtendo 139,8 MWh (multi-Si), 150,6 MWh (mono-Si) e 143,8 MWh (CdTe). Em nenhum mês a geração foi superior ao consumo. Janeiro, fevereiro e julho foram os meses em que a geração de eletricidade representou maiores percentuais (cerca de 75%) em relação ao consumo. Nota-se que a curva da geração foi similar a curva do consumo, exceto para o mês de março, no qual o consumo aumentou

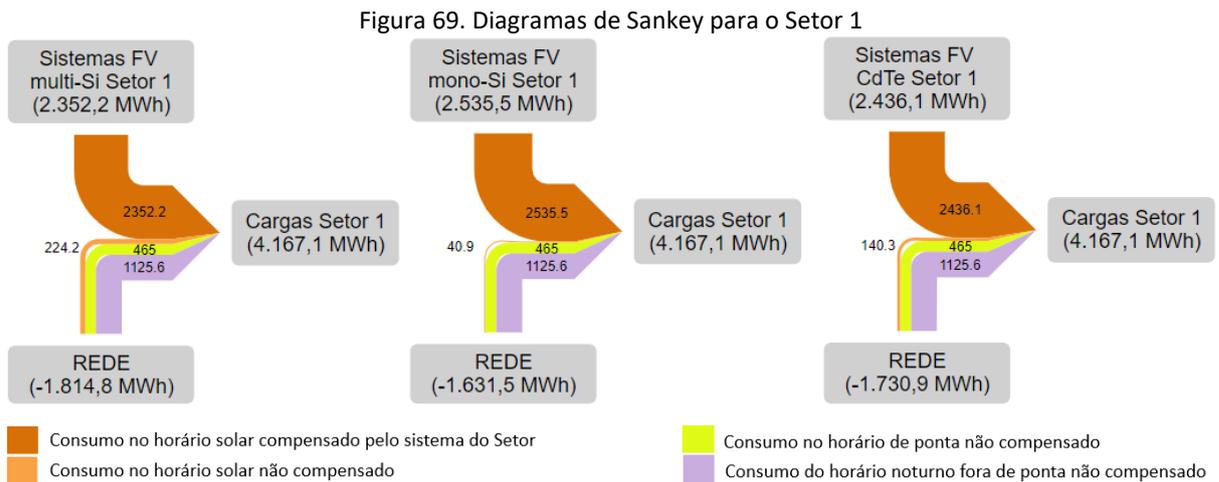
em aproximadamente 50% (em comparação ao mês de fevereiro) e a geração, praticamente, manteve-se igual ao mês anterior.



Anualmente, o consumo do Setor 1 foi de 4.167,1 MWh (horário solar de 2.576,4 MWh, horário de ponta de 465,0 MWh e horário noturno fora de ponta de 1.125,6 MWh), sendo necessários para compensar toda a energia consumida a geração de 4.492,6 MWh pelos sistemas fotovoltaicos (devido ao fator tarifário aplicado no horário de ponta). Como apresentado na Tabela 25, os sistemas fotovoltaicos geraram em torno de 2.500 MWh, aproximadamente 2.000 MWh inferiores ao necessário para a compensação total. As compensações parciais são apresentadas nos Diagramas de Sankey da Figura 69.

A geração de energia dos sistemas multi-Si compensou 91,3% do consumo no horário solar. Os 8,7% (224,2 MWh) restantes juntamente com o necessário a ser injetado na rede referente aos consumos no horário de ponta e noturno fora de ponta totalizaram 2.140,4 MWh não compensados no Setor 1. Na tecnologia mono-Si, a geração de energia (2.535,5 MWh) correspondeu a 98,4% do consumo no horário solar e para compensar toda energia consumida pelo Setor 1 faltaram 1.957,1 MWh. Os sistemas CdTe geraram 94,6% da energia consumida no horário solar, restando 2.056,5 MWh para suprir toda energia consumida (Figura 69). Nota-se que foi possível compensar 63,5% (multi-Si), 68,5% (mono-Si) e 65,8% (CdTe) do horário de fora de ponta (3.702,0 MWh).

Os valores negativos representam a energia que foi importada da rede de energia local. Desse modo, não é preciso multiplicar a energia elétrica consumida no horário de ponta pelo fator tarifário, visto que os sistemas fotovoltaicos não geram energia suficiente no horário fora de ponta. Por isso, a energia importada foi de 1.814,8 MWh (multi-Si), 1.631,5 MWh (mono-Si) e 1.730,9 (CdTe), conforme Figura 69.



4.5.2 Balanço energético do Setor 2

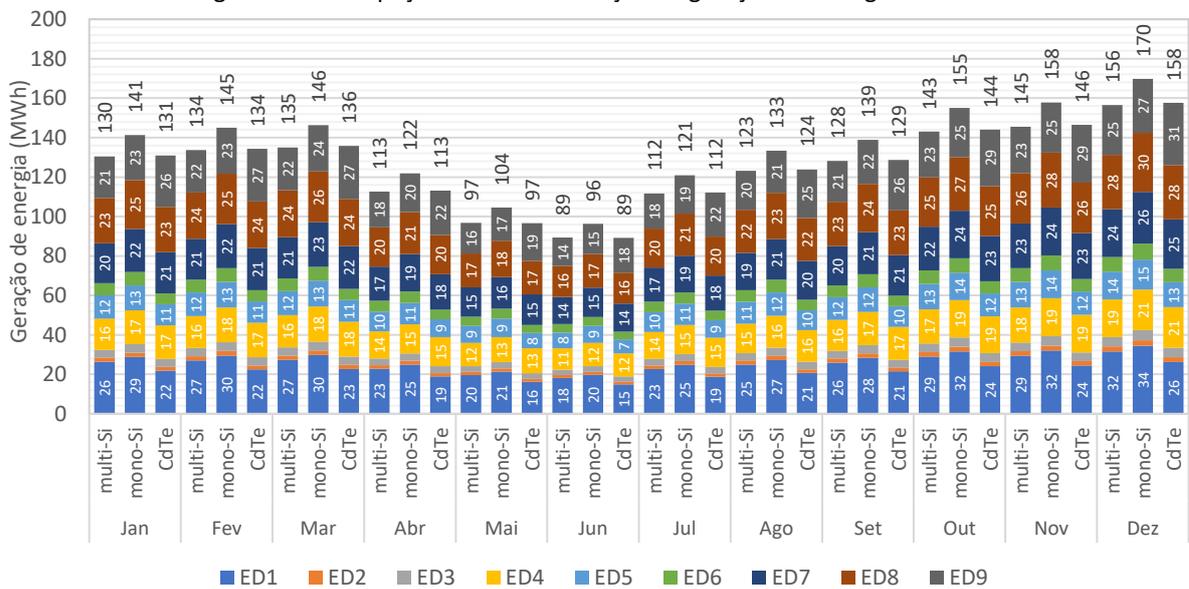
Na Tabela 26 são apresentadas as gerações anuais de eletricidade em cada edificação do Setor 2. Observa-se que os sistemas fotovoltaicos com a tecnologia multi-Si geraram 1.505,8 MWh, enquanto com a tecnologia CdTe geraram 1.512,8 MWh. Os sistemas mono-Si resultaram na maior geração (1.631,1 MWh) e na maior potência instalada (1.227,4 kW). Na Figura 70 são apresentadas as gerações de cada edificação do Setor 2.

Tabela 26. Sistemas simulados e selecionados para o cálculo do balanço energético do Setor 2

Edificação	multi-Si		mono-Si		CdTe	
	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)
ED1	112%	304,9	102%	332,4	130%	252,5
ED2	121%	24,1	130%	25,9	97%	23,0
ED3	98%	46,0	94%	49,9	113%	46,4
ED4	96%	183,1	104%	198,0	110%	196,8
ED5	106%	135,4	125%	146,2	126%	122,1
ED6	119%	71,6	103%	77,7	116%	64,3
ED7	122%	233,2	133%	252,0	105%	241,2
ED8	104%	265,2	113%	286,9	116%	265,8
ED9	127%	242,5	104%	262,2	102%	300,7
Geração total		1.504,1 MWh		1.631,1 MWh		1.512,8 MWh
Potência instalada		1.126,8 kW		1.227,4 kW		1.113,5 kW

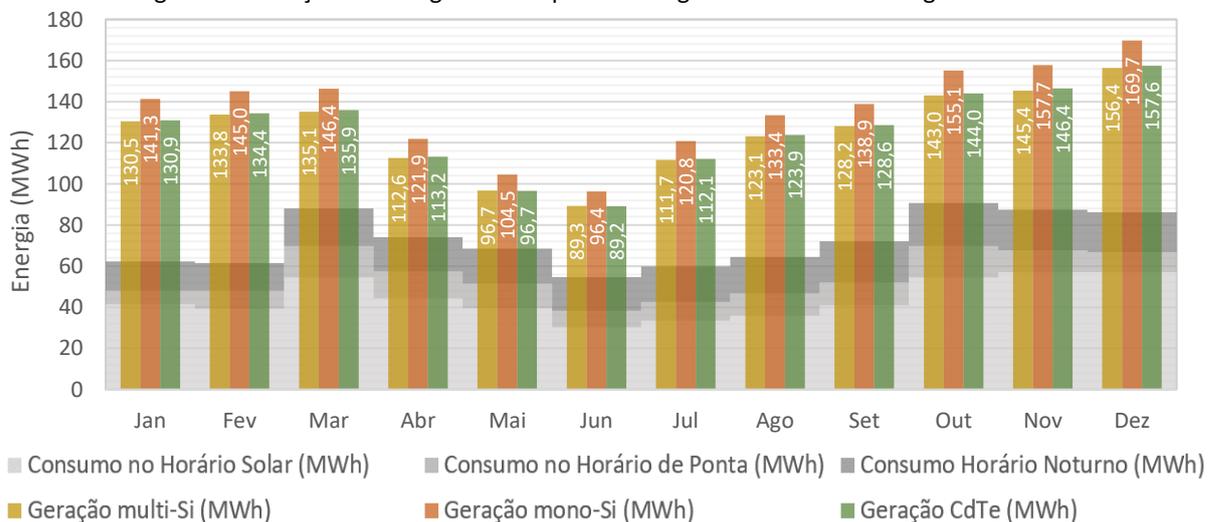
Verifica-se na Tabela 26 que os sistemas das edificações ED1, ED7, ED8 e ED9 geraram cerca de 70% de toda energia, sendo os que mais contribuiram para a geração total do Setor 2. Observa-se que no mês de dezembro ocorreu a maior geração de eletricidade, alcançando 170 MWh (mono-Si), 156 MWh (multi-Si) e 158 MWh (CdTe). No mês de junho foi observado a menor geração de eletricidade, com 89 MWh (multi-Si e CdTe) e 96 MWh (mono-Si). Para a tecnologia mono-Si, os sistemas das edificações geraram 20 MWh (ED1), 15 MWh (ED7 e ED9) e 17 MWh (ED8), conforme Figura 70.

Figura 70. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 2



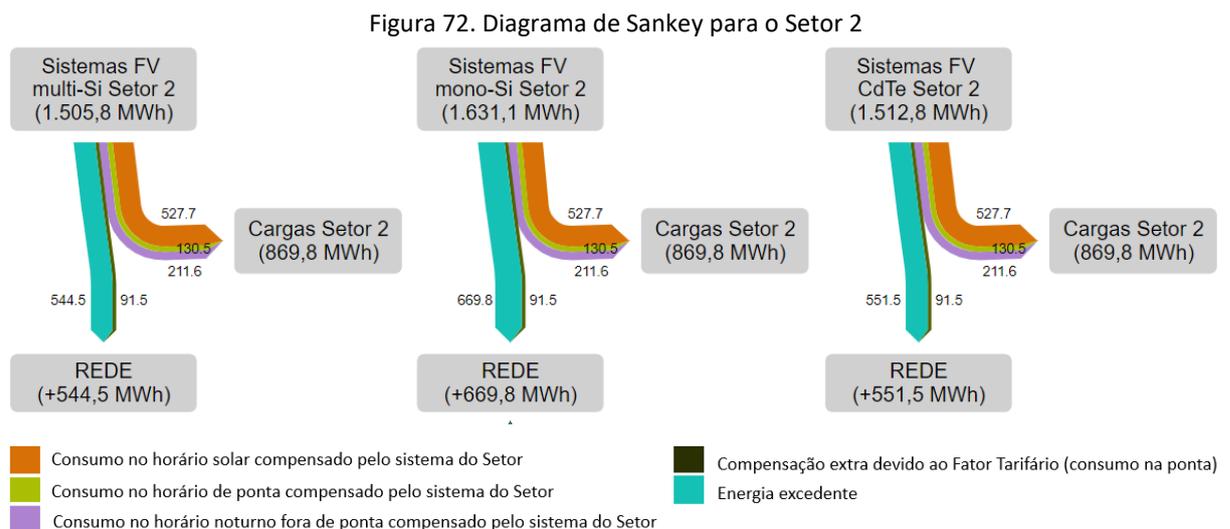
A comparação entre as gerações resultantes pelas tecnologias de módulos utilizadas e a correspondência entre os consumos mensais no horário solar, no horário de ponta e horário noturno fora de ponta são apresentadas na Figura 71.

Figura 71. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 2



Para a compensação completa da energia consumida pelo Setor 2 (869,8 MWh, sendo 527,7 MWh no horário solar, 130,5 MWh no horário de ponta e 211,6 MWh no horário noturno fora de ponta), é necessário que os sistemas fotovoltaicos resultem na geração de 961,2 MWh (devido ao fator tarifário imposto no horário de ponta). Dessa forma, nas três tecnologias houve a possibilidade de compensação completa da energia consumida. Em todos os meses a geração de eletricidade foi superior ao consumo, variando aproximadamente de 25% (maio) a 55% (fevereiro). A curva do consumo foi similar a curva da geração de eletricidade, exceto em março, no qual o consumo aumentou em 40% (em comparação a fevereiro) e na geração praticamente não houve variação (Figura 71).

Para analisar a compensação de energia em todos os horários foi elaborado o diagrama de Sankey que apresenta a energia injetada e a energia excedente em cada tecnologia (Figura 72). Todo o consumo no horário fora de ponta foi suprido (739,3 MWh), restando ainda 766,5 MWh (multi-Si), 891,8 MWh (mono-Si) e 773,5 MWh (CdTe) da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos para compensar os 222,0 MWh necessários para o horário de ponta (130,5 MWh vezes o fator tarifário de 1,7). Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos do Setor 2 conseguiram compensar completamente o consumo anual e houve excedente de 544,6 MWh (multi-Si), 669,8 MWh (mono-Si) e de 551,5 MWh (CdTe), podendo ser utilizados para a compensação de outros setores da UFMS.



4.5.3 Balanço energético do Setor 3

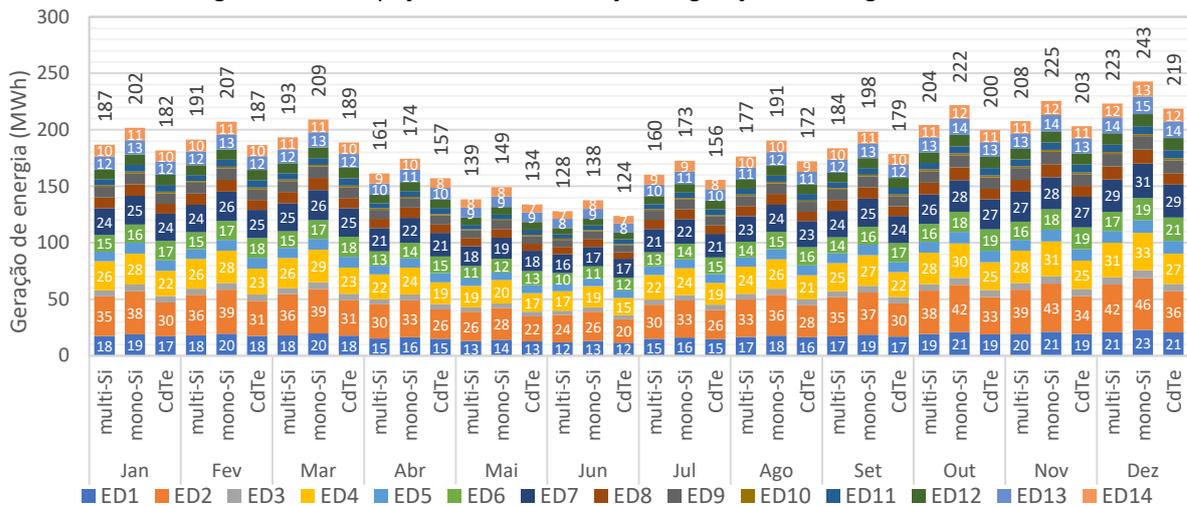
Na Tabela 27 são apresentadas as gerações anuais dos sistemas utilizados para o cálculo do balanço energético do Setor 3. Os sistemas fotovoltaicos com a tecnologia multi-Si geraram 2.155,3 MWh, com a tecnologia mono-Si geraram 2.331,2 MWh (a maior geração) e com a tecnologia CdTe 2.103,6 MWh. Os sistemas mono-Si apresentaram a maior potência instalada (1.752,2 kW), seguidos dos sistemas multi-Si (1.606,7 kW) e da tecnologia CdTe (1.542,1 kW).

Tabela 27. Sistema simulados e escolhidos para o cálculo do balanço energético do Setor 3

Edificação	multi-Si		mono-Si		CdTe	
	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)
ED1	90%	202,7	98%	219,8	87%	199,0
ED2	90%	405,4	98%	439,6	107%	348,0
ED3	116%	61,8	126%	67,0	117%	63,9
ED4	125%	294,4	101%	319,2	117%	258,6
ED5	103%	100,3	101%	108,7	118%	107,4
ED6	127%	167,5	96%	186,1	122%	197,8
ED7	117%	275,9	101%	293,5	108%	281,4
ED8	125%	110,5	126%	119,7	131%	100,6
ED9	120%	107,2	120%	113,2	119%	107,7
ED10	114%	97,9	110%	104,4	106%	103,4
ED11	99%	15,8	130%	17,1	121%	16,4
ED12	116%	61,8	125%	66,9	114%	71,1
ED13	117%	136,3	127%	148,5	106%	136,1
ED14	128%	117,8	101%	127,5	123%	112,2
Geração total	2.155,3 MWh		2.331,2 MWh		2.103,6 MWh	
Potência instalada	1.606,7 kW		1.752,2 kW		1.542,1 kW	

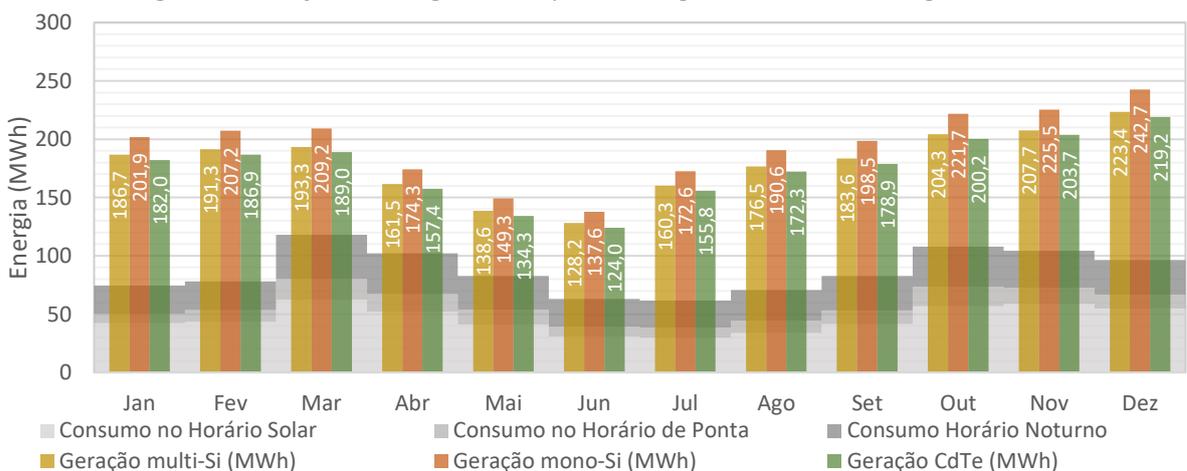
A Figura 73 apresenta as gerações mensais de eletricidade das edificações do Setor 3. O mês de dezembro apresentou a maior geração anual fotovoltaica em todas as tecnologias: 223 MWh (multi-Si), 243 MWh (mono-Si) e 219 MWh (CdTe), porém o mês de junho resultou nas menores gerações: 128 MWh (multi-Si), 138 MWh (mono-Si) e 124 MWh (CdTe). Observa-se que a tecnologia mono-Si apresentou as maiores gerações em todos os meses, sendo, aproximadamente, 8% superior ao sistema multi-Si e 10% superior ao sistema CdTe. Observa-se que os sistemas fotovoltaicos das edificações ED1, ED2, ED4, ED6 e ED7 são responsáveis por aproximadamente 60% da geração de eletricidade do Setor 3. No mês de dezembro, para a tecnologia mono-Si, foi verificada a geração de 23 MWh (ED1), 46 MWh (ED2), 33 MWh (ED4), 19 MWh (ED6) e 31 MWh (ED7). Em contrapartida, no mês de junho foram observadas as seguintes gerações, 13 MWh (ED1), 26 MWh (ED2), 33 MWh (ED4), 11 MWh (ED6) e 17 MWh (ED7).

Figura 73. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 3



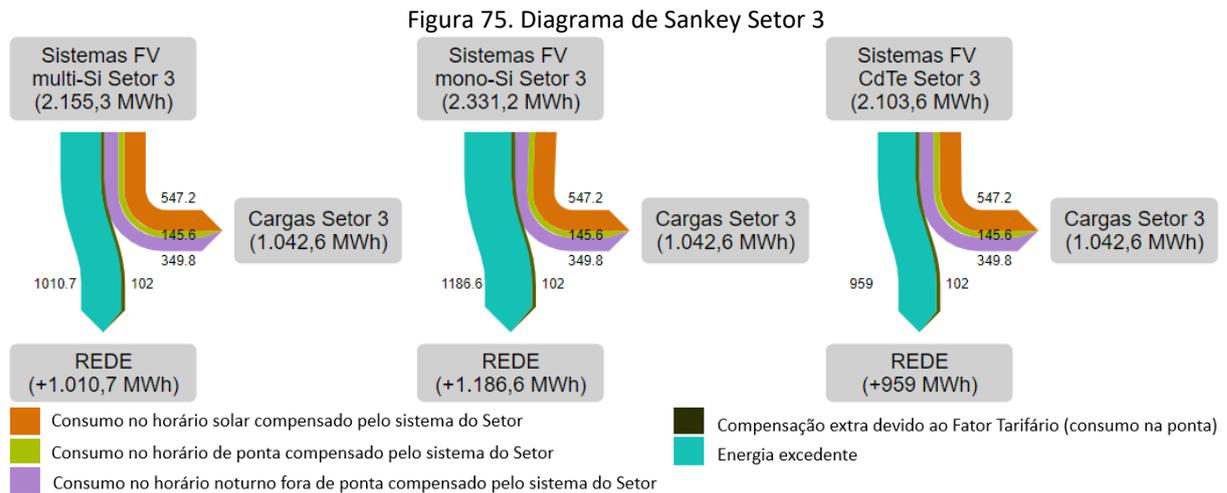
Na Figura 74 é apresentada a comparação entre as gerações resultantes dos sistemas fotovoltaicos e a correspondência entre os consumos mensais no períodos do dia. Nota-se que as maiores gerações de eletricidade ocorreram entre os meses de outubro a março. Em dezembro as gerações foram de 223,4 MWh (multi-Si), 242,7 (mono-Si) e 219,2 (CdTe). Em todos os meses a geração de eletricidade foi superior ao consumo, variando entre 70% (abril) a 180% (julho). A curva de geração foi semelhante à curva consumo, com exceção no mês de março, no qual foi observado o aumento de 50% (em comparação ao mês anterior), e a geração permaneceu praticamente constante.

Figura 74. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 3



Devido ao fator tarifário imposto no horário de ponta, é necessária a geração de 1.144,6 MWh pelos sistemas fotovoltaicos para compensar completamente os 897 MWh consumidos no horário fora ponta (sendo 547,2 MWh consumidos no horário solar e 349,8

MWh consumidos no horário noturno) e os 145,6 MWh consumidos no horário de ponta (consumo total 1.402,6 MWh). Desse modo, a análise da quantidade de energia utilizada para a compensação do Setor 3 e a parcela de energia excedente foram analisadas e são representadas por meio do diagrama de Sankey, conforme Figura 75.



A energia consumida no horário fora de ponta (solar e noturno, que totalizou 897 MWh) foi subtraída da energia gerada. Os valores resultaram em: 1.258,3 MWh (multi-Si); 1.434,2 MWh (mono-Si) e 1.206,6 MWh (CdTe), mostrando que as gerações de energia foram suficientes para compensar a energia consumida no horário fora de ponta. A energia a ser exportada para compensação do consumo no horário de ponta totalizou 247,6 MWh (145,6 MWh consumidos vezes 1,7 do fator tarifário). Dessa forma, as energias excedentes de cada tecnologia após a compensação completa nos três períodos foram as seguintes: 1.010,7 MWh (multi-Si); 1.186,6 MWh (mono-Si) e 959 MWh (CdTe), conforme Figura 75. Observa-se, portanto, que o Setor 3 é eletricamente autossuficiente e seu excedente de energia pode ser utilizado para compensação de outros setores da UFMS.

4.5.4 Balanço energético do Setor 4

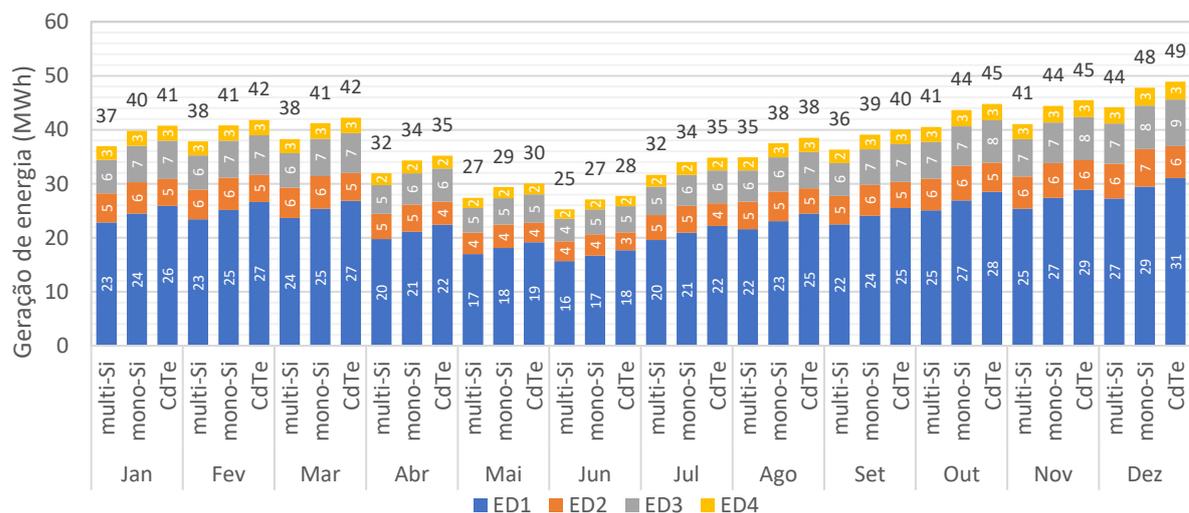
Os sistemas simulados para o Setor 4 que foram utilizados para o cálculo do balanço energético têm suas gerações apresentadas na Tabela 28. Os sistemas com a tecnologia CdTe resultaram na maior geração de eletricidade (470,2 MWh), com a tecnologia mono-Si gerou 459 MWh e os com os sistemas multi-Si produziram a menor quantidade de energia (426 MWh). Observa-se que a potência instalada da tecnologias CdTe (343,7 kW) é inferior à tecnologia mono-Si (349,4 kW), e mesmo assim, foi responsável pela maior geração.

Tabela 28. Sistemas escolhidos para o cálculo do balanço energético do Setor 4

Edificação	multi-Si		mono-Si		CdTe	
	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)	ILR	Geração (MWh)
ED1	139%	263,6	123%	282,6	132%	299,1
ED2	116%	62,1	126%	67,2	119%	57,0
ED3	115%	71,4	115%	77,4	102%	82,4
ED4	96%	29,1	105%	31,9	98%	31,7
Geração total		426,2 MWh		459,1 MWh		470,2 MWh
Potência instalada		320,4 kW		349,4 kW		343,7 kW

Na Figura 76 é apresentada a geração mensal de cada edificação. O sistema fotovoltaico da ED1 gerou, aproximadamente, 62% do consumo do Setor 4, sendo a edificação com maior participação na geração de energia. No mês de dezembro, os sistemas fotovoltaicos instalados na ED1 geraram 27 MWh (multi-Si), 29 MWh (mono-Si) e 31 MWh (CdTe), em contrapartida em junho foi observado a geração de 16 MWh (multi-Si), 17 MWh (mono-Si) e 18 MWh (CdTe). Nota-se que no mês de dezembro ocorreu a maior geração de energia elétrica (multi-Si: 44 MWh; mono-Si: 48 MWh e CdTe 49 MWh) e o mês de junho resultou nas menores gerações (multi-Si: 25 MWh; mono-Si: 48 MWh e CdTe: 49 MWh). Em todos os meses a geração da tecnologia CdTe foi superior às demais (em 9% à multi-Si e em 2% à mono-Si).

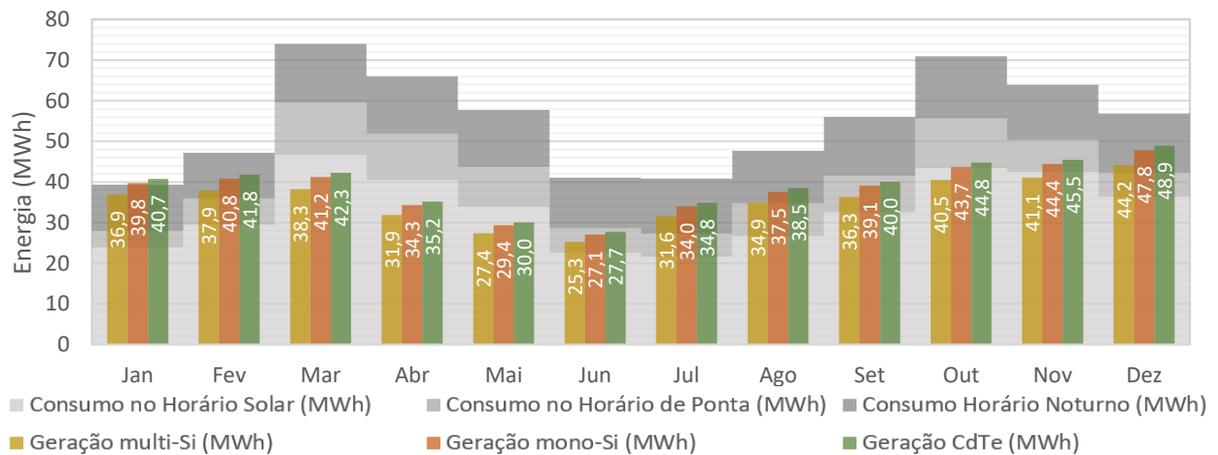
Figura 76. Participação de cada edificação na geração de energia do Setor 4



Na Figura 77 há a comparação da geração de eletricidade com os consumos mensais. Em todos os meses a geração foi inferior ao consumo, exceto em janeiro, quando a geração das tecnologias mono-Si (39,7 MWh) e CdTe (40,7 MWh) foram maiores que o consumo (39,3 MWh). Nota-se que a curva do consumo é semelhante à curva da geração, exceto em março, mês que é observado um pico no consumo, variando de 47,2 MWh (fevereiro) a 79,9 MWh

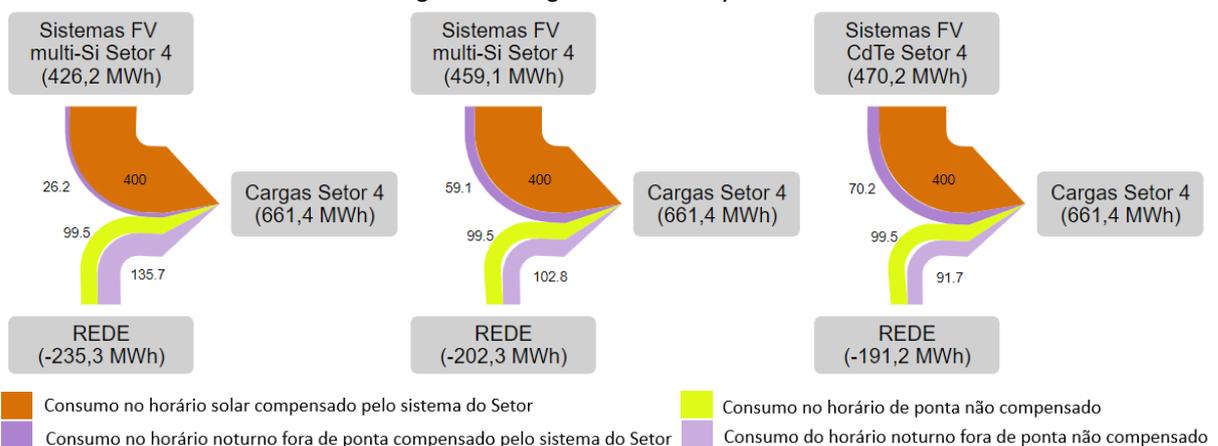
(março), e não é verificado aumento significativo na geração de eletricidade. A energia gerada pelos três sistemas fotovoltaicos (multi-Si 426,1 MWh; mono-Si 459,1 MWh e CdTe 470,2 MWh) é menor que a energia consumida no horário fora de ponta (561,9 MWh/ano). Portanto, os sistemas fotovoltaicos compensaram completamente apenas o consumo no horário solar, totalizando 75% da energia no horário fora de ponta (multi-Si), 81% (mono-Si) e 85% (CdTe). Não houve excedente de energia.

Figura 77. Geração de energia mensal por tecnologia e consumo de energia do Setor 4



O consumo anual do Setor 4 foi de 661,4 MWh, dividido nos seguintes horários: 400 MWh (solar), 99,5 MWh (ponta) e 161,9 MWh (noturno fora de ponta). Devido à diferença tarifária no horário de ponta, para compensar o consumo total do Setor 4 seria preciso que os sistemas fotovoltaicos gerassem 731,0 MWh (561,9 MWh no horário fora de ponta e 169,1 MWh no horário de ponta). Para analisar as compensações parciais e as parcelas não compensadas, foi apresentado o diagrama de Sankey na Figura 78.

Figura 78. Diagrama de Sankey Setor 4



Observa-se que todos os sistemas fotovoltaicos foram capazes de gerar toda energia consumida no horário solar (400 MWh), e uma parcela do horário noturno, sendo 16% (multi-Si), 36% (mono-Si) e 43% (CdTe). Devido a isso, foi preciso importar energia da rede local a fim de suprir todo o consumo: 235,3 MWh (multi-Si), 202,3 MWh (mono-Si) e 191,2 MWh (CdTe).

4.5.5 Balanço energético do *campus* Cidade Universitária

Na Tabela 29 são apresentados os valores do *yields* e PR ponderados para a UFMS e a respectiva geração de energia elétrica por tecnologia. Observa-se que a tecnologia mono-Si resultou na maior geração de eletricidade (6.956,9 MWh), seguida da tecnologia CdTe (6.522,7 MWh). A tecnologia multi-Si apresentou a menor geração (6.439,5 MWh). Nota-se que os *yields* ponderados foram: 1.337 kWh/kW (multi-Si); 1.323 kWh/kW (mono-Si) e 1.360 kWh/kW (CdTe). Os PR ponderados para o *campus* foram de 0,74 para as tecnologias mono-Si e multi-Si e de 0,75 para a tecnologia CdTe. Comparando a geração e a potência instalada das tecnologias multi-Si e CdTe, observa-se que a geração dos sistemas CdTe foi maior, mesmo possuindo menor potência instalada (4.793,2 kW), o que enfatiza que a tecnologia CdTe possui o maior desempenho e é a mais adequada para os sistemas integrados nas edificações do estudo em relação ao desempenho, ainda que a tecnologia mono-Si tenha resultado na maior geração, porque isso ocorreu devido a maior potência instalada.

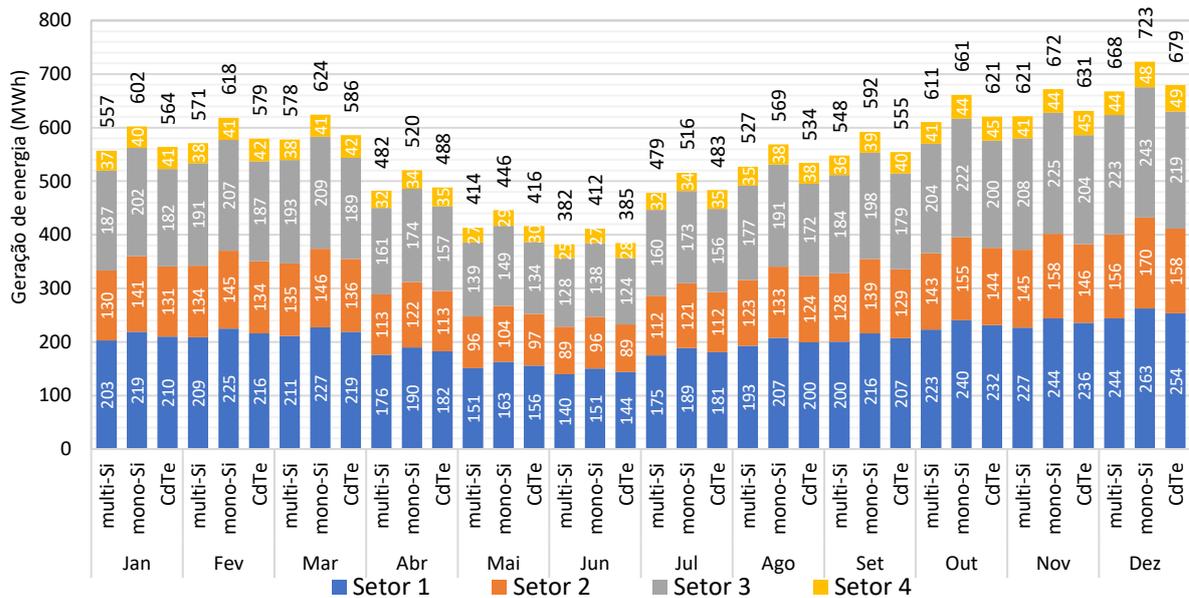
Por isso, caso os sistemas sejam implementados, a análise entre desempenho e geração deverá ser realizada, devido ao descompasso da geração e o desempenho. É notório que o aspecto financeiro também deve ser analisado, bem como a disponibilidade das tecnologias no mercado nacional.

Tabela 29. *Yields*, PR e geração selecionados para o cálculo do balanço energético da UFMS

	multi-Si				mono-Si				CdTe			
	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	Potência instalada (kW)	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	Potência instalada (kW)	Yield (kWh/kW)	PR	Geração (MWh)	Potência instalada (kW)
Setor 1	1.336	0,74	2.352,2	1.760,4	1.316	0,73	2.535,5	1.924,8	1.358	0,75	2.436,1	1.794,0
Setor 2	1.335	0,74	1.505,8	1.126,8	1.328	0,74	1.631,1	1.227,4	1.358	0,75	1.512,8	1.113,5
Setor 3	1.341	0,74	2.155,3	1.606,7	1.330	0,74	2.331,2	1.752,2	1.363	0,76	2.103,6	1.542,1
Setor 4	1.330	0,74	426,2	320,4	1.313	0,74	459,1	349,4	1.368	0,76	470,2	343,6
UFMS	1.337	0,74	6.439,5	4.814,3	1.323	0,74	6.956,9	5.253,8	1.360	0,75	6.522,7	4.793,2

Na Figura 79 são apresentadas as gerações mensais por tecnologia em cada Setor da UFMS. Nota-se que os Setores 1 e 3 possuem as maiores gerações da UFMS, representando 36% e 33%, respectivamente da geração total. Observa-se que a maior geração ocorreu com a tecnologia mono-Si (723 MWh) no mês de dezembro, enquanto a menor aconteceu no mês de junho (382 MWh) com a tecnologia multi-Si. As maiores gerações das tecnologias multi-Si (668 MWh) e CdTe (679 MWh) ocorreram no mês de dezembro.

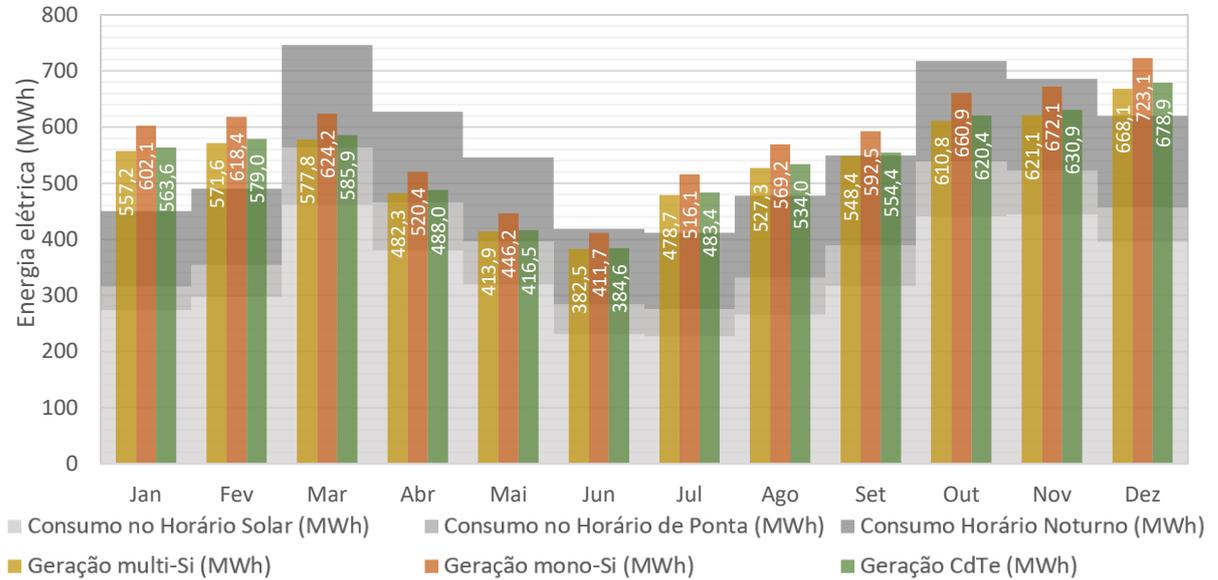
Figura 79. Participação de cada Setor na geração de energia da UFMS



Na Figura 80 são apresentados a geração e o consumo mensais de todo o *campus*. A geração de todos os sistemas foi superior ao consumo de todo o *campus* em janeiro, fevereiro, julho, agosto e dezembro para as três tecnologias (em setembro, a geração de multi-Si foi igual ao consumo, de mono-Si foi 8% superior e de CdTe 1% superior). Os maiores *déficits* ocorreram em abril quando as gerações foram 23% (multi-Si), 17% (mono-Si) e 22% (CdTe) inferiores ao consumo (627,5 MWh). As curvas de geração de eletricidade e consumo foram similares, com exceção no mês de março (início do período letivo), cujo consumo aumentou em 50% em relação a fevereiro, mas a geração manteve-se praticamente igual. Como as unidades consumidoras da UFMS possuem diferenças tarifárias, o consumo total foi de 6.741,0 MWh, divididos em 4.051,4 MWh no horário solar, 840,7 MWh no horário de ponta e de 1.848,9 MWh no horário noturno fora de ponta. Para que haja compensação completa do consumo total, os sistemas fotovoltaicos precisam gerar 7.329,5 MWh (considerando o fator tarifário aplicado na ponta). Conforme observado nos resultados apresentados na Tabela 29, as gerações dos sistemas fotovoltaicos de todos os setores não atingiram esse quantitativo,

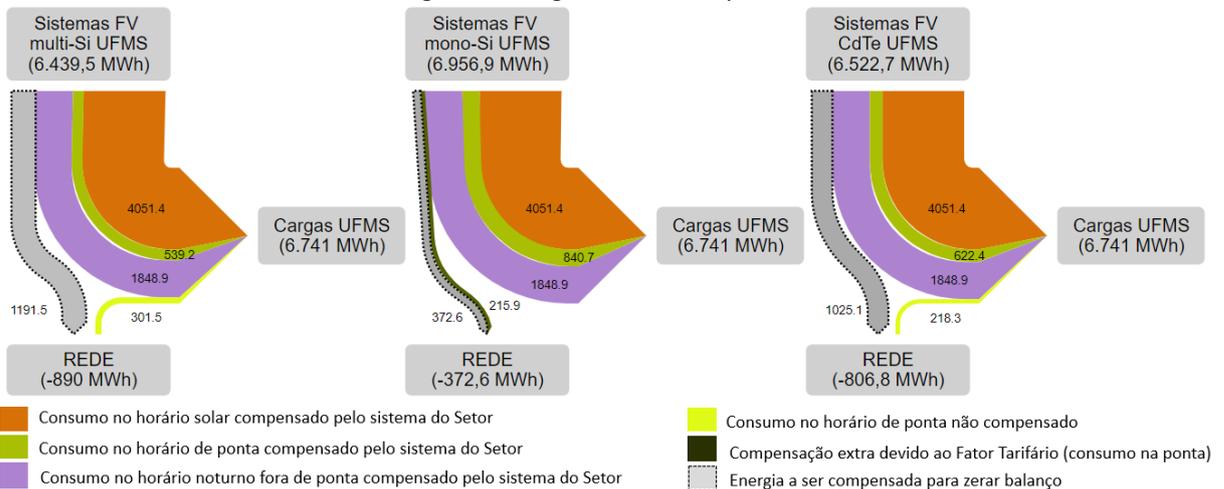
ou seja, os sistemas fotovoltaicos simulados não conseguiram compensar completamente a energia consumida da UFMS.

Figura 80. Geração de energia mensal por tecnologia e o consumo de energia da UFMS



Considerando o consumo e a geração no *campus* sem a separação dos setores, na Figura 81 são apresentados diagramas de Sankey relacionando a quantidade total de energia gerada em cada tecnologia com a energia compensada e a não compensada. Os sistemas permitiram a compensação completa do consumo no horário fora de ponta (solar e noturno, 5.900,3 MWh). A geração de energia para os sistemas multi-Si (6.439,5 MWh) foi 9% superior em relação a esse consumo. Para os sistemas mono-Si, a geração (6.956,9 MWh) foi 18% superior ao consumo e a tecnologia CdTe gerou 6.522,7 MWh, 10% superior ao consumo no horário fora de ponta.

Figura 81. Diagrama de Sankey UFMS



Dessa forma, nota-se que há energia restante para a compensação de parte dos 1.429,2 MWh necessários à compensação completa do horário de ponta. Na tecnologia multi-Si há déficit de 890 MWh (foram utilizados 539,2 MWh no horário de ponta), nos sistemas com mono-Si faltam 372,6 MWh, e para a tecnologia CdTe são necessários 806,8 MWh (foram utilizados 622,4 MWh no horário de ponta), conforme Figura 81. Ressalta-se que esses valores (890 MWh, 372,6 MWh e 806,8 MWh) consideram toda energia necessária, incluindo o fator tarifário no horário de ponta. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos simulados (após as compensações entre os Setores) geraram 95% (mono-Si), 88% (multi-Si) e 89% (CdTe) da energia total necessária par tornar a UFMS eletricamente autossuficiente (7.329,5 MWh). Comparando, somente a geração e o consumo da UFMS, nota-se que os sistemas geraram 95% (multi-Si), 103% (mono-Si) e 96% (CdTe).

Conforme apresentado nas subseções anteriores, os Setores 2 e 3 geraram quantidades de energia superiores a seus próprios consumos, o que não ocorreu para os sistemas propostos para os Setores 1 e 4. Com o excedente de energia dos Setores 2 e 3, foi contabilizada a compensação de energia desses setores para os Setores 1 e 4, realizando o balanço energético para todo o *campus* Cidade Universitária. O resumo das gerações de energia por tecnologia e por Setor, as quantidades de energia necessária para tornar os setores autossuficiente e os déficits ou excedentes são apresentados na Tabela 30.

Tabela 30. Consumo, geração e energia total por Setor

Setores	Consumo (MWh)	Energia a ser compensada (MWh)	Geração multi-Si (Déficit/Excedente) (MWh)	Geração mono-Si (Déficit/Excedente) (MWh)	Geração CdTe (Déficit/Excedente) (MWh)
Setor 1	4.167,1	4.492,6	2.352,2 (-2.140,4)	2.535,5 (-1.957,1)	2.436,1 (-2.056,5)
Setor 2	869,8	961,2	1.505,8 (544,6)	1.631,1 (669,8)	1.512,8 (551,5)
Setor 3	1.042,6	1.144,6	2.155,3 (1.010,7)	2.331,2 (1.186,6)	2.103,6 (959,0)
Setor 4	661,4	731,0	426,1 (-304,9)	459,1 (-271,9)	470,2 (-260,8)

Analisando o déficit de energia para os Setores 1 e 4, observa-se que o Setor 4 está mais próximo de torna-se autossuficiente. Por isso, a energia excedente dos Setores 2 e 3 foi primeiramente injetada no Setor 4. Após a autossuficiência do Setor 4, foi procedida a compensação do Setor 1.

A energia injetada nos Setores, por meio da tecnologia multi-Si, está apresentada na Tabela 31. Observa-se que parte da energia excedente do Setor 3 foi injetada no Setor 4 (304,9

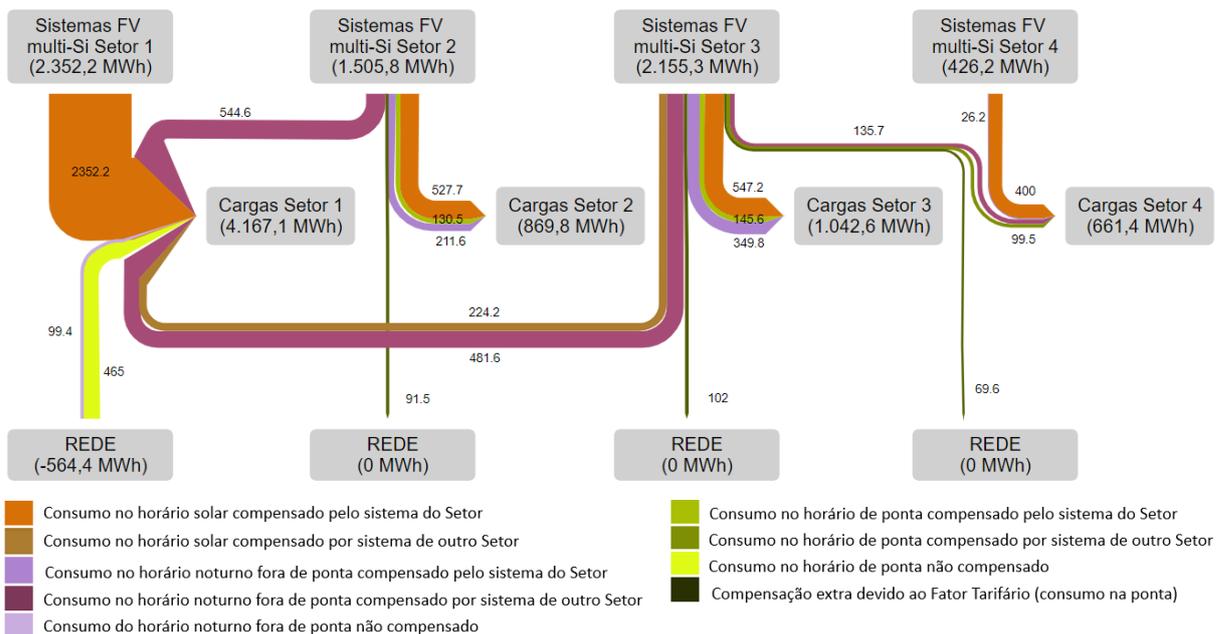
MWh), o qual tornou-se eletricamente suficiente, e outra parte (energia restante do Setor 3: 705,8 MWh) foi injetada no Setor 1. Para compor a injeção de energia no Setor 1, foi utilizada também a energia excedente do Setor 2 (544,6 MWh). Entretanto, ainda há déficit de 890 MWh para a compensação total (eletricamente autossuficiente) do Setor 1.

Tabela 31. Compensação de energia entre setores na tecnologia multi-Si

Energia excedente (Setor 3)	Energia injetada no Setor 4	Energia restante do Setor 3	O Setor 4 torna-se autossuficiente
1.010,7 MWh	304,9 MWh	705,8 MWh	
Energia restante (Setor 3)	Energia excedente (Setor 2)	Energia injetada no Setor 1	Faltam 890,0 MWh para o Setor 1
705,8 MWh	544,6 MWh	1.250,4 MWh	

Observa-se que 53% da energia gerada no Setor 3 foi utilizada para o consumo do próprio Setor 3, enquanto 14% foram utilizados na compensação no Setor 4 e os outros 33% foram utilizados na compensação do consumo do Setor 1. Para o Setor 2, nota-se que 64% da energia gerada foi usada para o consumo do próprio Setor e 36% foi destinada para o Setor 1. Nota-se que mesmo utilizando o excedente de energia dos Setores 2 e 3, não foi possível tornar o Setor 1 eletricamente autossuficiente. Portanto, os sistemas fotovoltaicos com a tecnologia multi-Si geraram 88% da energia necessária para tornar a UFMS eletricamente autossuficiente (7.329,5 MWh), conforme Tabela 31. Para ilustrar a compensação de energia entre os Setores, para a tecnologia multi-Si, foi realizado o diagrama de Sankey que está apresentado na Figura 82.

Figura 82. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o *campus* (multi-Si)



Observa-se na Figura 82 que da energia total excedente do Setor 3 que foi injetada no Setor 4, 135,7 MWh foi utilizada para compensar a energia no horário noturno, 99,5 MWh foi utilizada no horário de ponta, e 69,6 MWh foi utilizada para compor a diferença do fator tarifário (1,7). A energia excedente do Setor 3 foi utilizada no Setor 1, sendo distribuída em 481,6 MWh para compensar o horário noturno e 224,2 MWh foi utilizado no horário no horário solar. A energia excedente do Setor 2 foi totalmente empregada no Setor 1, sendo 544,6 utilizado no horário noturno. Nota-se que após a compensação (injeção), o Setor 1 importou 564,4 MWh da rede de energia elétrica.

Na Tabela 32 é apresentada a injeção da energia excedente dos Setores 2 e 3 nos Setores 1 e 4 para a tecnologia mono-Si. Nota-se que parte da energia excedente do Setor 3 (271,9 MWh), foi usada para compensar o déficit de energia no Setor 4, tornando-o eletricamente autossuficiente. A energia que sobrou do Setor 3 após a injeção no Setor 4 (914,7 MWh) somada a energia excedente do Setor 2 (670,3 MWh) compensou no Setor 1. Todavia, não foi suficiente para que o Setor 1 seja eletricamente autossuficiente (faltaram 372,6 MWh).

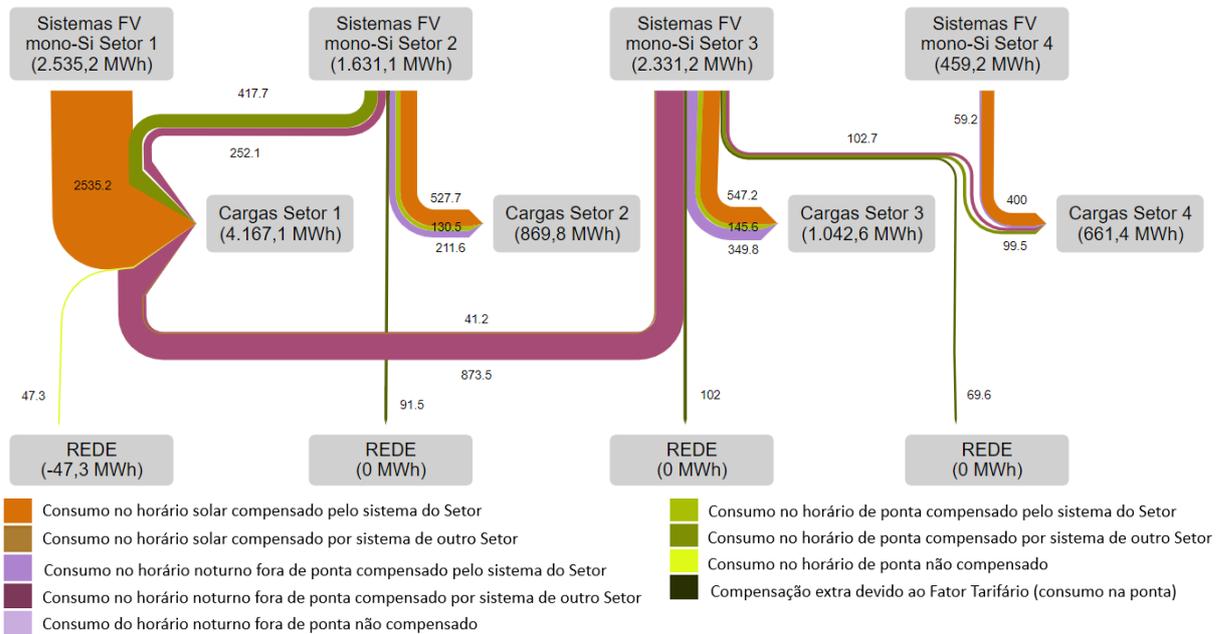
Tabela 32. Compensação de energia entre setores na tecnologia mono-Si

Energia excedente (Setor 3)	Energia injetada no Setor 4	Energia restante do Setor 3	O Setor 4 torna-se autossuficiente
1.186,6 MWh	271,9 MWh	914,7 MWh	
Energia restante (Setor 3)	Energia excedente (Setor 2)	Energia injetada no Setor 1	Faltam 372,6 MWh para o Setor 1
914,7 MWh	669,8 MWh	1.584,5 MWh	

A Figura 83 apresenta o diagrama de Sankey com as compensações procedentes dos sistemas fotovoltaicos mono-Si. Observa-se que 23% da energia excedente do Setor 3 foi utilizada para compensação total do Setor 4 (102,7 MWh utilizado no horário noturno e 99,5 MWh no horário de ponta), tornando-o eletricamente autossuficiente. Devido ao fator tarifário (1,7) foi utilizado 69,6 MWh proveniente do Setor 3. O Setor 1 utilizou 57% de energia procedente do Setor 3 (41,2 MWh utilizado no horário solar e 873,5 MWh utilizado no horário noturno) e 43% de energia proveniente do Setor 2 (252,1 MWh utilizado no horário noturno e 417,7 utilizado no horário de ponta). Nota-se que foi possível compensar toda energia elétrica no horário fora de ponta da UFMS. Observa-se que foi importada da rede 47,3 MWh no horário de ponta. Desse modo, para que a tecnologia mono-Si conseguisse gerar toda energia consumida da UFMS (incluindo o fator tarifário no horário de ponta), seriam necessários 281 kW a mais de potência instalada. Portanto, os sistemas fotovoltaicos com a

tecnologia mono-Si geraram 95% de toda energia elétrica necessária para tornar a UFMS eletricamente autossuficiente.

Figura 83. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o *campus* (mono-Si)



A compensação de energia entre setores para a tecnologia CdTe é apresentada na Tabela 33. Observa-se que parte da energia do Setor 3 é utilizada para compensar o Setor 4 (260,8 MWh), tornando-o eletricamente suficiente, e o restante (698,2 MWh) juntamente com a energia excedente do Setor 2 (551,5 MWh) foi utilizada para compensar o consumo do Setor 1. Contudo, para o Setor 1 houve déficit de 806,8 MWh para tornar o Setor 1, e consequentemente a UFMS eletricamente autossuficiente.

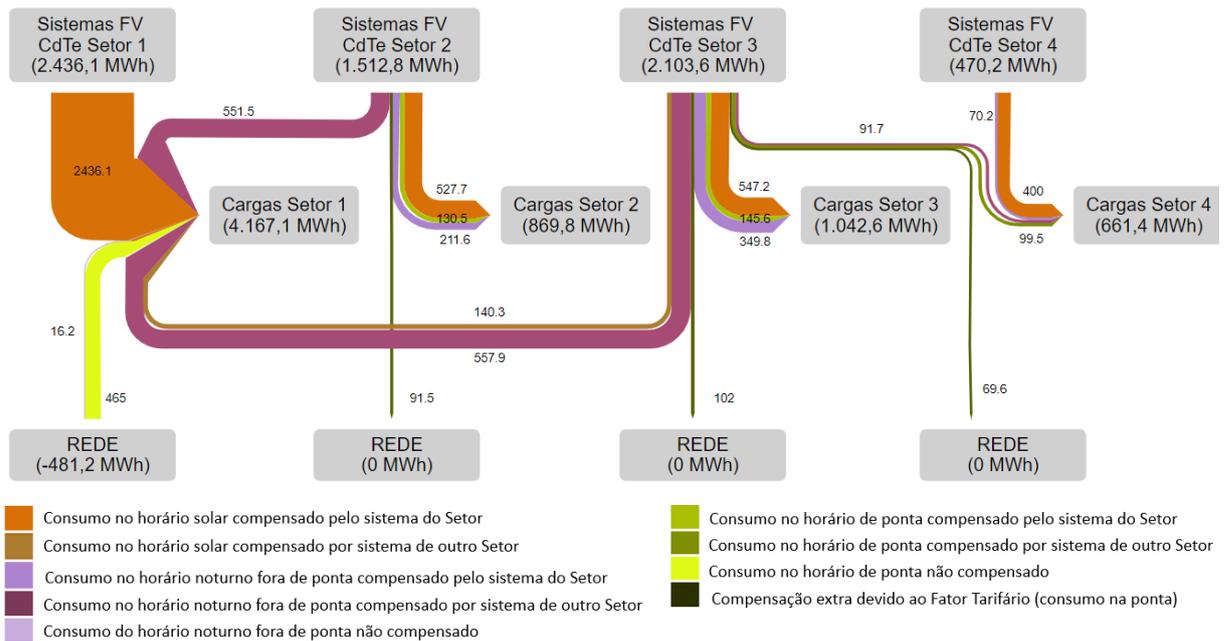
Tabela 33. Compensação de energia na tecnologia CdTe

Energia excedente (Setor 3)	Energia injetada no Setor 4	Energia restante do Setor 3	O Setor 4 torna-se autossuficiente
959 MWh	260,8 MWh	698,2 MWh	
Energia restante (Setor 3)	Energia excedente (Setor 2)	Energia injetada no Setor 1	Faltam 806,8 MWh para o Setor 1
698,2 MWh	551,5 MWh	1.249,7 MWh	

Na Figura 84 é apresentado o diagrama de Sankey para a compensação ocorrida na tecnologia CdTe. Observa-se que 54% da geração do Setor 3 foi usada para a compensação da energia do próprio Setor, 13% foram usadas para a compensação total do Setor 4 (91,7 MWh utilizada no horário noturno e 99,5 MWh utilizada no horário de ponta). Devido ao fator tarifário (1,7) foi utilizada 69,6 MWh para compensar totalmente o horário de ponta. Os outros 33% foram destinados ao Setor 1 (557,9 MWh utilizada no horário noturno e 140,3 no

horário solar). No Setor 2, verifica-se que 64% da geração foi utilizada para compensação do próprio consumo e 36% foi destinada à compensação do consumo do Setor 1 (551,5 MWh utilizada no horário noturno). Nota-se que com a injeção de energia dos Setores 2 e 3 no Setor 1 foi possível compensar 99% da energia no horário fora de ponta, resultando em nenhuma compensação no horário de ponta. Verifica-se que é preciso importar 481,2 MWh da rede de energia local para suprir todo o consumo do Setor 1.

Figura 84. Fluxos de energia entre setores para compensação de todo o *campus* (CdTe)



Seguindo os parâmetros de desempenho dos sistemas simulados neste estudo (*yields* ponderados apresentados na Tabela 29), para que todo o consumo da UFMS seja compensado por sistemas fotovoltaicos, é necessário gerar 7.329,5 MWh de energia com a potência instalada de 5,48 MW (multi-Si), 5,54 MW (mono-Si) e 5,39 MW (CdTe). Além dos sistemas modelados, são necessários aproximadamente 666 kW (multi-Si), 281 kW (mono-Si) e 593 kW (CdTe) a mais de potência instalada para a compensação completa do consumo do *campus*.

5. CONCLUSÕES

O elevado consumo de energia elétrica nos órgãos públicos, com destaque para o Ministério da Educação, oportuniza a diversificação da matriz elétrica com a inserção de fontes renováveis de energia. Nesse sentido, os sistemas fotovoltaicos integrados às envoltórias de edificações e conectados à rede são boas opções para geração distribuída de energia. Nesse contexto, foi analisado o potencial de integração de sistemas fotovoltaicos nas coberturas de edificações situadas nos quatro Setores da Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), localizada na cidade de Campo Grande, MS.

As coberturas que apresentaram perdas inferiores a 15% dos níveis irradiação solar em relação a condição ideal (desvio azimutal zero e inclinação próxima a latitude local) foram selecionadas e, nessas coberturas, foram integrados os sistemas fotovoltaicos. Os resultados mostraram que as superfícies no quadrante Sul apresentaram as maiores perdas de irradiação em relação às condições ideais, exceto por uma superfície no quadrante Leste (desvio azimutal 82°; inclinação 31°) que apresentou a maior perda dentre todas as superfícies analisadas (-11,41%). Esse resultado está em conformidade com o estudo Santos e Rütther (2014) o qual mostrou que superfícies com essa característica possuem perdas de irradiação entre 10% e 15%. Para as superfícies no quadrante Norte com o mesmo desvio azimutal e diferentes inclinações, as superfícies com maiores inclinações resultaram em menores perdas de irradiação. Entretanto para superfícies ao Sul o acréscimo da inclinação resultou no aumento das perdas de irradiação.

Para a avaliação do desempenho desses sistema, foram conduzidas simulações computacionais utilizando *software* SAM (*System Advisor Model*) com a seleção de três tecnologias: multi-Si (policristalino), mono-Si (monocristalino) e CdTe (Telureto de Cádmio). O desempenho da taxa de carregamento dos inversores não apresentou relação proporcional entre a faixa de carregamento (ILR) adotada com os *yields* resultantes das simulações. A análise do desempenho por meio do *yield* e do PR apontou que o Telureto de Cádmio é a tecnologia mais adequada no clima local pois apresentou os maiores indicadores de desempenho. Os *yields* ponderados dos sistemas fotovoltaicos com tecnologia CdTe apresentaram os maiores resultados, sendo 1.358 kWh/kW (Setores 1 e 2), 1.363 kWh/kW (Setor 3) e 1.368 kWh/kW (Setor 4).

Para verificar influência da temperatura na operação das células fotovoltaicas na foram selecionados dois dias: o primeiro com temperatura alta e irradiação alta e o segundo com temperatura amena e irradiação média. Os resultados apontaram que no dia de temperatura alta no horário de maior irradiação (12 horas) todas as tecnologias apresentaram os maiores *yields* horários. No horário de maior temperatura (14 horas) a tecnologia CdTe apresentou a maior produtividade (*yield*). No dia de temperatura amena observa-se que a maior temperatura ocorreu às 12 horas, exceto para o quadrante Oeste. Nesse horário as tecnologias multi-Si e CdTe apresentaram as maiores produtividades. Os resultados mostraram que a tecnologia CdTe possui maior produtividade em maiores temperaturas, porém para temperaturas amenas a maior produtividade foi obtida pelo sistema multi-Si.

Os sistemas que resultaram nos maiores desempenhos foram selecionados para compor os balanços energéticos em cada Setor. Os resultados apontaram que a tecnologia mono-Si gerou a maior quantidade de energia devido à maior potência instalada e não foi devido ao desempenho do sistema, visto que a produtividade (*yield*) da tecnologia CdTe foi superior à da tecnologia mono-Si. Observa-se que isso ocorreu em todos os Setores, exceto no Setor 4 em que a maior geração foi proveniente da tecnologia CdTe (melhor desempenho e maior potência instalada nesse setor) A maior potência instalada no Setor 4 ocorreu devido a modulação na cobertura. E caso haja uma seleção para os sistemas a serem instalados, é preciso verificar a geração e o desempenho dos sistemas, além do aspecto financeiro e da disponibilidade de cada tecnologia no país.

Os sistemas fotovoltaicos dos Setores 2 e 3 conseguiram gerar energia suficiente para compensar completamente a energia consumida nos horários fora de ponta e de ponta, considerando o fator tarifário aplicado. Isso não ocorreu no Setor 1, no qual os resultados mostraram que foi possível gerar no máximo 68,5% (mono-Si) do total de energia consumida no horário fora de ponta. O consumo do Setor 4 também não foi compensado completamente pela geração dos sistemas fotovoltaicos simulados, mas houve compensação completa no horário solar.

Para a análise do balanço energético na UFMS, foram consideradas compensações dos excedentes dos Setores 2 e 3 nos déficits de energia dos Setores 1 e 4. Os resultados mostraram que, para a tecnologia mono-Si (maior geração), 23% do excedente de energia no Setor 3 foi utilizado para suprir o consumo no Setor 4, compensando completamente seu consumo, e os outros 77% foram utilizados para a compensação do Setor 1. Porém, mesmo

com esse excedente do Setor 3 e todo o excedente de energia do Setor 2, o Setor 1 não pode ter seu consumo completamente compensado (déficit de 372,6 MWh).

Dessa forma, o *campus* Cidade Universitária da UFMS não teve seu consumo completamente compensado pela energia gerada nos sistemas fotovoltaicos simulados, mas o estudo apresentado teve resultado significativo, visto que somente 5% da energia anual necessária para tornar o Setor 1 eletricamente autossuficiente não foi gerada pelos sistemas fotovoltaicos com a tecnologia mono-Si. Assim, seriam necessários cerca de 281 kW a mais de sistemas fotovoltaicos instalados da tecnologia mono-Si para a compensação completa.

Diante disso, os gestores da UFMS podem aplicar os resultados desse trabalho para reduzir o gasto com energia elétrica pelo uso de sistemas fotovoltaicos integrados nas coberturas das edificações de todos os Setores do *campus* Cidade Universitária. Isso reduz a dependência do orçamento público, permite maior conforto aos acadêmicos e servidores, contribui para o desenvolvimento tecnológico do *campus* e enfatiza a sustentabilidade ambiental.

5.1 Limitações do trabalho

No decorrer do trabalho, alguns fatores foram observados com limitações:

- O método não comparou a demanda contratada com a potência instalada em cada unidade consumidora (UC). Todavia, para não haver cobrança por ultrapassagem pela concessionária, é preciso analisar inicialmente a demanda instalada. E caso alguma UC resultasse em uma potência instalada maior que a demanda contratada, seria necessário analisar as outras UCs para verificar a possibilidade de aumentar a potência instalada para que a geração de energia elétrica fosse atendida. Seria preciso realizar novas simulações na UC que recebesse maior quantidade de potência instalada.
- Para evitar o sombreamento das coberturas nas edificações, foram analisados os volumes em cima de cada cobertura (por meio do projeto arquitetônico enviado pela UFMS) e os volume de objetos próximos às edificações. Todavia, essa análise foi visual, sendo necessário estudo técnico do impacto do sombreamento nos módulos fotovoltaicos.

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

Como trabalhos futuros decorrentes desse estudo, sugere-se:

- Análise detalhada do impacto do sombreamento das superfícies no desempenho dos sistemas fotovoltaicos integrados nas edificações da UFMS;
- Verificação da demanda contratada com a potência do sistema fotovoltaico instalado em cada Setor;
- Análise da viabilidade econômica da implementação dos sistemas propostos; e
- Análise do impacto das alterações da regulamentação da ANEEL quanto a compensação de energia nos resultados do balanço apresentados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA CONTAS ABERTAS. *Cai gasto com energia elétrica em prédios públicos*. Disponível em: <<http://agenciacontasabertas.com.br/noticia/cai-gasto-com-energia-eletrica-em-predios-publicos>>. Acesso em: 27 nov. 2019.

AGRAWAL, Monika; SAXENA, Bharat Kumar; RAO, K V S. Estimation of Energy Production and Net Metering of Grid Connected Rooftop Photovoltaic System in Rajasthan. p. 2021–2022, 2017.

AHMAD, Muhammad Waseem *et al.* Building energy metering and environmental monitoring – A state-of-the-art review and directions for future research. *Energy & Buildings*, v. 120, p. 85–102, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.03.059>>.

ALBERTO, Giulia Serain; SORGATO, Marcio José. Análise de integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações da UFMS. 2019, João Pessoa: [s.n.], 2019.

ALMEIDA, Eliane *et al.* Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. *Engenharias On-line*, v. 1, n. 2, p. 21–33, 2016. Disponível em: <<http://www.fumec.br/revistas/eol/article/view/3574>>.

AMANCIO, José *et al.* *SOLARIMÉTRICOS PARA A AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE*. . [S.l: s.n.], 2020.

ANDREASI, Wagner Augusto; VERSAGE, Rogério de Souza. A ventilação natural como estratégia visando proporcionar conforto térmico e eficiência energética no ambiente interno. 2003.

ANEEL. Audiência pública. *Sumário Executivo – Ótica do Consumidor*, p. 1–12, 2010.

ANEEL. *Geração Distribuída*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>.

ANEEL. *No Dia Mundial da Água, ANEEL publica infográfico sobre hidrelétricas no Brasil*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/no-dia-mundial-da-agua-aneel-publica-infografico-sobre-hidreletricas-no-brasil/656877?inheritRedirect=false&redirect=http:%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa>.

ANEEL. Reajuste Tarifário Anual da Energisa Mato Grosso do Sul. 2020b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202671ti.pdf>>.

ANEEL. *RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.855, DE 22 DE ABRIL DE 2021*. . [S.l: s.n.], 2021b.

ANEEL. *RESOLUÇÃO Nº 3, DE 31 DE AGOSTO DE 2021*. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-3-de-31-de-agosto-de-2021-341960205>>.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. . [S.l: s.n.], 2012.

ANEEL. *Tarifa ENERGISA MS - Comparativo de Reajuste 16-17-18-19*. . [S.l: s.n.], 2019

ARAÚJO, Danielly Norberto; MARQUES DE CARVALHO, Paulo César; DUPONT, Ivonne

Montero. Efeitos da acumulação de sujeira sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos. *Revista Tecnologia*, v. 40, n. 2, p. 1–23, 2019.

ARAUJO, Nadine Demacena De *et al.* Evolução e análise de sistemas fotovoltaicos no Brasil e Chile. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.

ATTIA, Shady *et al.* Simulation-based decision support tool for early stages of zero-energy building design. *Energy & Buildings*, v. 49, p. 2–15, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.01.028>>.

BAETENS, R *et al.* Assessing electrical bottlenecks at feeder level for residential net zero-energy buildings by integrated system simulation. *Applied Energy*, v. 96, n. 2012, p. 74–83, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.098>>.

BAI, Bo *et al.* Economic analysis of distributed solar photovoltaics with reused electric vehicle batteries as energy storage systems in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 109, n. March, p. 213–229, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.048>>.

BATISTA, Sergio *et al.* ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NOS CAMPI IFG ITUMBIARA E URUAÇU. v. 2017, 2018.

BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2019*. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>.

BRAGA, Marília *et al.* Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas em Irecê, BA. 2018, Gramado: [s.n.], 2018.

BRAGA, Marília; DO NASCIMENTO, Lucas Rafael; RÜTHER, Ricardo. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Solar Energy*, v. 188, n. June, p. 976–988, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.073>>.

BUCHHOLZ, Wolfgang; DIPPL, Lisa; EICHENSEER, Michael. Subsidizing renewables as part of taking leadership in international climate policy : The German case. v. 129, n. February, p. 765–773, 2019.

CALAIA, Fábio Jorge dos Santos. *Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas: Estudo experimental com transposição para um nível macro*. 2011. Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, 2011.

CANADIAN SOLAR. *BiKu MODULE*. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/upload/b9e38ba6e81ae43c/7f403f0aa5bdd038.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2019a.

CANADIAN SOLAR. KuMax CS3U-360MS. p. 2016–2017, 2020.

CANADIAN SOLAR. *MAXPOWER CS6U-315/320/325/330P*. Disponível em: <https://s3.us-east-2.amazonaws.com/legacy.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/PT_MaxPower_CS6U-P_pt-v5_54.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2019b.

CASTRO, Nelida *et al.* Solar Energy Management Model for Rural Schools Without Access to the National Interconnected Power System in Peruvian Mountains. *2018 Congreso Internacional de Innovación y Tendencias en Ingeniería, CONIITI 2018 - Proceedings*, p. 1–4,

2018.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 27 nov. 2019.

CELLURA, Maurizio *et al.* Energy life-cycle approach in Net zero energy buildings balance : Operation and embodied energy of an Italian case study. *Energy & Buildings*, v. 72, p. 371–381, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.12.046>>.

CEMIG. *Geração Distribuída*. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/Paginas/Geracao-Distribuida.aspx>. Acesso em: 28 nov. 2019.

CHAI, Jiale; HUANG, Pei; SUN, Yongjun. Investigations of climate change impacts on net-zero energy building lifecycle performance in typical Chinese climate regions. *Energy*, v. 185, p. 176–189, 2019.

CHISTI, Yusuf. Biodiesel from microalgae. *Biotechnology Advances*, v. 25, n. 3, p. 294–306, 2007. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biotechadv.2007.02.001>>.

CLEFF, Vinicius Marins *et al.* Aplicação de sistema solar fotovoltaico em Instituição Federal de Ensino Superior no extremo sul do Brasil. 2018, Gramado: [s.n.], 2018.

COMODI, Gabriele *et al.* Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices : Experimental analysis and simulation of energy management strategies. v. 137, p. 854–866, 2015.

COSTA, Ana Carolina de Alencar *et al.* Metodologia de planejamento de sistema fotovoltaico integrado à edificação: estudo de caso para o instituto da primeira infância (IPREDE). 2018.

CPO/PROADI. UFMS - Faturas. 2019a.

CPO/PROADI. UFMS - Setores. 2019b.

CRAWLEY, Drury B.; LAWRIE, Linda K. Rethinking the tmy: Is the “typical” meteorological year best for building performance simulation? *14th International Conference of IBPSA - Building Simulation 2015, BS 2015, Conference Proceedings*, p. 2655–2662, 2015.

CRESESB. *Tutorial solar*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/images/tutorial_solar/Image57.gif>. Acesso em: 28 nov. 2019.

CUSTÓDIO, Isadora Pauli. *Analysis of technical and economic feasibility of a mini solar photovoltaic generator integrated on university campus building envelopes*. 2019. UFSC, 2019.

DANNY H W, Li; YANG, Liu; LAM, Joseph C. Zero energy buildings and sustainable development implications e A review. *Energy*, v. 54, p. 1–10, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.070>>.

DENG, S; WANG, R Z; DAI, Y J. How to evaluate performance of net zero energy building e A literature research. *Energy*, v. 71, n. 2014, p. 1–16, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.007>>.

DO NASCIMENTO, Lucas Rafael *et al.* Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renewable Energy*, v. 146, p. 1070–1082, 2019.

DOLLA, Ruany *et al.* Estimativa da produção energética e de desempenho de um Sistema Fotovoltaico Integrado ao anteprojeto do Aeroporto Internacional de Florianópolis. 2018, Gramado: [s.n.], 2018.

DUARTE, Mariana de Mello. *Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no centro de ensino médio de Taguatinga Norte*. 2016. UNB, 2016.

EBC. Institutos Federais receberão R\$ 60 milhões para usinas fotovoltaicas. 2019. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-11/institutos-federais-receberao-60-milhoes-para-usinas-fotovoltaicas>>.

ENERGISA. *Composição da Tarifa de Energia Elétrica*. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>>.

ENPHASE ENERGY. *Enphase Microinverters*. Disponível em: <<https://enphase.com/en-us/products-and-services/microinverters>>. Acesso em: 28 nov. 2019.

EPE. *Atlas da Eficiência Energética*. . [S.l: s.n.], 2020a.

EPE. *Balanco Energético Nacional 2019: Relatório síntese, ano base 2018*. . [S.l.]: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relatório Síntese BEN 2019 Ano Base 2018.pdf>>. , 2019

EPE. *Relatório Síntese Balanço Energético Nacional Relatório Síntese*. . [S.l: s.n.], 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *AÇÕES PARA PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NAS EDIFICAÇÕES BRASILEIRAS: NO CAMINHO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/NT DEA-SEE-007-2020.pdf>>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Análise da Inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. v. 1, n. 1, p. 1–5, 2013. Disponível em: <<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+Energy+Engineering+Processes+and+Systems&ots=L9A1zTHQJR&sig=pwKfTaoWU8ZjEHefU9ZuHUUCAY%5Cnhttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+energy>>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019*. . [S.l: s.n.], 2020c.

ERBER, Pietro. *Questões do modelo do setor elétrico*. Disponível em: <http://www.inee.org.br/informacoes_imprensa_artigo.asp?id=720&Cat=info>. Acesso em: 28 nov. 2019.

ESTADÃO. *Fontes renováveis na matriz energética atingem menor participação em 10 anos*. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Informacao/Dilemas/noticia/2015/06/fontes-renovaveis-na-matriz-energetica-atingem-menor-participacao-em-10-anos.html>>. Acesso em: 25 nov. 2019.

FARIA, A. F. *et al.* Energy Efficiency and Renewable Energy: Energy, Economics and Environment Gains. *China Report*, v. 44, n. 1, p. 53–55, 2017.

FILHO, Dalson Britto Figueiredo; JÚNIOR, José Alexandre Da Silva. Desvendando os mistérios do coeficiente de correlação de Pearson (r). *Revista Política Hoje*, v. 18, n. 1, p. 115–

146, 2009.

FILHO, Luiz Medeiros de Araujo Lima. Correlação e Regressão. 2020. Disponível em: <<http://www.de.ufpb.br/~luiz/AED/Aula9.pdf>>.

FIRST SOLAR. *First Solar Series 6TM Module | USER GUIDE PD-5-200-06*. Disponível em: <<http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical-Documents/User-Guides/Series-6-User-Guide.ashx?la=en>>. Acesso em: 27 nov. 2019.

FOUAD, Mennatallah M *et al.* Simulation of a zero energy office building in Egypt with a photovoltaic integrated shading system. *Journal of Photonics for Energy*, v. 9, n. 4, 2019.

FRAUNHOFER. *Photovoltaics Report@Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report. ©Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report*. [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de>>.

FRAUNHOFER. Photovoltaics Report. n. June, 2021.

FREEMAN, Janine *et al.* Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data. *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014*, p. 1932–1937, 2014.

FREITAS, J.M.R.; CUMERLATO, V.B.F.; SALAMONI, I.T. Avaliação de Potencial de Geração de Energia Fotovoltaica Integrado a Prédio Institucional: O Caso da Universidade Católica de Pelotas-RS. *Revista de Arquitetura IMED*, v. 4, n. 1, p. 47–58, 2015.

GAISER, Kyle; STROEVE, Pieter. The impact of scheduling appliances and rate structure on bill savings for net-zero energy communities: Application to West Village. *Applied Energy*, v. 113, p. 1586–1595, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.075>>.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social*, v. 15, n. 2, 2003.

GOMES, Anny Elena. *MODELO DE PROJETO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA DE MICROGERAÇÃO PARA CAPACITAÇÃO EM ENERGIA SOLAR*. Disponível em: <<http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10021935.pdf>>.

GOMES, RONALD ANTUNES. *ESTUDO TERMOENERGÉTICO DE UMA EDIFICAÇÃO UNIFAMILIAR COM ENERGIA LÍQUIDA ZERO*. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/223239/001127557.pdf?sequence=1>>

GOUVEIA, Bárbara de Luca De Franciscis. Análise técnica e econômica da implementação de um sistema fotovoltaico no modelo de uma árvore na faculdade de tecnologia da universidade de Brasília. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico - 1º semestre 2020. *Greener*, 2020.

GUEDES, Larissa De Matos. *Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais*. 2006. UNB, 2006.

HAAS, Alesandra; ROHR, Franciele; SANTOS, Isis Portlan. Estudo para utilização de energia solar fotovoltaica aplicada a escolas municipais na cidade de Cruz Alta-RS. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.

HAUSFATHER, Zeke. *Analysis: How developing nations are driving record growth in solar power*. Disponível em: <<https://www.carbonbrief.org/analysis-developing-nations-driving-record-growth-solar-power>>. Acesso em: 3 oct. 2019.

HEINE, Karl; THATTE, Amogh; TABARES-VELASCO, Paulo Cesar. A simulation approach to sizing batteries for integration with net-zero energy residential buildings. *Renewable Energy*, v. 139, p. 176–185, 2019a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.033>>.

HEINE, Karl; THATTE, Amogh; TABARES-VELASCO, Paulo Cesar. A simulation approach to sizing batteries for integration with net-zero energy residential buildings. *Renewable Energy*, v. 139, p. 176–185, 2019b.

HELIUS ENERGY. *Tecnologia PERC – a nova geração de células fotovoltaicas*. Disponível em: <<https://www.heliusenergy.com.br/tecnologia-perc-a-nova-geracao-de-celulas-fotovoltaicas/>>.

HERNANDEZ, Patxi; KENNY, Paul. From net energy to zero energy buildings : Defining life cycle zero energy buildings. *Energy & Buildings*, v. 42, n. 6, p. 815–821, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.12.001>>.

HICKEL, Bernardo Meyer. *O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV – Metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo*. 2017. 110 f. UFSC, 2017.

IEA. *Report extract Buildings*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2020/buildings>>.

INMET. *Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=noticia/visualizarNoticia&id=212>>. Acesso em: 28 nov. 2019a.

INMET. *Normais Climatológicas do Brasil*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em: 25 nov. 2019b.

INMET. *Weather Data by Location - All Regions - South America WMO Region 3 - Brazil*. Disponível em: <https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA//BRA_MS_Campo.Grande.Intl.AP.868100_INMET>. Acesso em: 27 nov. 2019c.

INMET. *Weather Data by Location All Regions - South America WMO Region 3 - Brazil Weather Data Download - Campo Grande Intl AP 868100 (INMET)*. Disponível em: <https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA//BRA_MS_Campo.Grande.Intl.AP.868100_INMET>. Acesso em: 28 nov. 2019d.

IPCC. *Climate Change 2014: Synthesis Report. The Contribution of Working Groups I II and III to the Fifth Assessment Report of (eds.)*, Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team R.K. Pachauri and L.A. Meyer]. Geneva: [s.n.], 2014.

KAPSALAKI, M; LEAL, V; SANTAMOURIS, M. A methodology for economic efficient design of Net Zero Energy Buildings. *Energy & Buildings*, v. 55, p. 765–778, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.10.022>>.

KARTHIKEYAN, Sreejith *et al.* Effect of rapid thermal annealing of copper indium aluminium gallium diselenide solar cell devices and its deposition challenges. *Applied Surface Science*, v. 493, n. June, p. 105–111, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.06.279>>.

KOLOKOTSA, D *et al.* A roadmap towards intelligent net zero- and positive-energy buildings. *Solar Energy*, v. 85, n. 2011, p. 3067–3084, 2010.

KOLOKOTSA, D *et al.* A roadmap towards intelligent net zero- and positive-energy buildings. *Solar Energy*, v. 85, n. 12, p. 3067–3084, 2019. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.09.001>>.

KRASNHAK, Larissa Barbosa; JUNIOR, Jair Urbanetz. Proposta de retrofit no sistema de iluminação e estudo de geração fotovoltaica em um dos blocos da UTFPR em Curitiba. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 213–228, 2018.

KRISTIANSEN, A B; MA, T; WANG, R Z. Perspectives on industrialized transportable solar powered zero energy buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 108, n. March, p. 112–124, 2019.

KURNITSKI, Jarek *et al.* Cost optimal and nearly zero (nZEB) energy performance calculations for residential buildings with REHVA definition for nZEB national implementation. *Energy & Buildings*, v. 43, n. 11, p. 3279–3288, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.08.033>>.

KYLILI, Angeliki; FOKAIDES, Paris A. European smart cities : The role of zero energy buildings. *Sustainable Cities and Society*, v. 15, n. 2015, p. 86–95, 2020. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2014.12.003>>.

LABREN. *Médias do Total Diário da Irradiação Global Horizontal para o Estado de MATO GROSSO DO SUL*. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MS_glo.html>. Acesso em: 26 nov. 2019.

LAI, Huagui *et al.* Laser scribing of Cd₂SnO₄-based CdTe polycrystalline solar cells. *Renewable Energy*, v. 145, p. 133–140, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.008>>.

LEE, Jae Bum *et al.* An empirical study of performance characteristics of BIPV (Building Integrated Photovoltaic) system for the realization of zero energy building. *Energy*, v. 66, p. 25–34, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.012>>.

LEME, Sandro. *Gestão da Utilização da Energia Solar*. . [S.l.]: UFMS. , 2019

LIU, Changping *et al.* Energy balance evaluation and optimization of photovoltaic systems for zero energy residential buildings in different climate zones of China. *Journal of Cleaner Production*, v. 235, p. 1202–1215, 2019. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652619323418>>.

LIU, Zhijian *et al.* A comprehensive analysis on definitions, development, and policies of nearly zero energy buildings in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 114, n. July 2019, 2019.

LOPES, Yona; FERNANDES, Natalia Castro. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. *Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos (SBRC)*. [S.l: s.n.], 2015. p. 325.

LU, Yuehong; WANG, Shengwei; SHAN, Kui. Design optimization and optimal control of grid-connected and standalone nearly / net zero energy buildings. *Applied Energy*, v. 155, p. 463–477, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.007>>.

LUND, H; MARSZAL, A; HEISELBERG, P. Zero energy buildings and mismatch compensation factors. *Energy & Buildings*, v. 43, n. 7, p. 1646–1654, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.03.006>>.

MARIANO, Juliana D Angela. *Análise do potencial da geração de energia fotovoltaica para redução dos picos de demanda e contribuição energética nas edificações da UTFPR em Curitiba*. 2017. UTFPR, 2017.

MARSZAL, A J *et al.* Zero Energy Building – A review of definitions and calculation methodologies. *Energy & Buildings*, v. 43, n. 4, p. 971–979, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.12.022>>.

MARSZAL, Anna Joanna; HEISELBERG, Per. Life cycle cost analysis of a multi-storey residential Net Zero Energy Building in Denmark. *Energy*, v. 36, n. 9, p. 5600–5609, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.010>>.

MARTINS DESCHAMPS, Eduardo; RÜTHER, Ricardo. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 179, n. December 2018, p. 106–118, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>>.

MARTINS, João Gabriel de Araujo *et al.* *Comparação das eficiências entre sistemas fotovoltaicos instalados na UECE*. . [S.l: s.n.], 2020.

MARTINS, Maria Eugénia Graça. *Coefficiente de correlação amostral*. Disponível em: <<https://rce.casadasciencias.org/rceapp/static/docs/artigos/2014-042.pdf>>.

MELO, Isabela Esterminio. *As crises do petróleo e seus impactos sobre a inflação do Brasil*. 2008. PUC/RJ, 2008.

MENDES, Noeli Aparecida Serafim. *As usinas hidrelétricas e seus impactos: os aspectos socioambientais e econômicos do Reassentamento Rural de Rosana - Euclides da Cunha Paulista*. 2005. UNESP, 2005.

MILAN, Christian; BOJESEN, Carsten; NIELSEN, Mads Pagh. A cost optimization model for 100 % renewable residential energy supply systems. *Energy*, v. 48, n. 1, p. 118–127, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.05.034>>.

MORALES, Rodrigo *et al.* Implementation study of photovoltaic generation in an educational institution. *IEEE ICA-ACCA 2018 - IEEE International Conference on Automation/23rd Congress of the Chilean Association of Automatic Control: Towards an Industry 4.0 - Proceedings*, p. 1–6, 2019.

MOREIRA, Luis Medeiros; RODRIGUES, Bonfim. Estudo de viabilidade de sistema fotovoltaico conectado à rede em uma instituição de ensino. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.

MORO, Matheus Fernando *et al.* ARTIGOS TRANSFORMAÇÃO GLOBAL DA ENERGIA : A PARTICIPAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NA GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION : THE PARTICIPATION OF RENEWABLE ENERGY IN THE 50. v. 0899, p. 115–123, 2015.

MR. JENS LAUSTSEN. Energy Efficiency Requirements in Building Codes , Energy Efficiency Policies for New Buildings. *Buildings*, n. March, p. 1–85, 2008. Disponível em:

<http://www.iea.org/g8/2008/Building_Codes.pdf>.

NASCIMENTO, Lucas Rafael Do *et al.* Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Solar Energy*, v. 186, n. January, p. 370–381, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>>.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. *Estudo Técnico*, p. 1–46, 2017. Disponível em: <[file:///C:/Users/gmols/Downloads/energia_solar_limp \(2\).pdf](file:///C:/Users/gmols/Downloads/energia_solar_limp%20(2).pdf)>.

NEJAT, Payam *et al.* A global review of energy consumption , CO 2 emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO 2 emitting countries). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 843–862, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.066>>.

NIELSEN, Steffen; MÖLLER, Bernd. Excess heat production of future net zero energy buildings within district heating areas in Denmark. *Energy*, v. 48, n. 1, p. 23–31, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.04.012>>.

NREL. *Copper Indium Gallium Diselenide Solar Cells*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/copper-indium-gallium-diselenide-solar-cells.html>>. Acesso em: 24 nov. 2019a.

NREL. *High-Concentration III-V Multijunction Solar Cells*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/high-concentration-iii-v-multijunction-solar-cells.html>>. Acesso em: 24 nov. 2019b.

NREL. *High-Efficiency Crystalline Photovoltaics*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/high-efficiency-crystalline-photovoltaics.html>>.

NREL. *Organic Photovoltaic Solar Cells*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/organic-photovoltaic-solar-cells.html>>. Acesso em: 24 nov. 2019c.

OLIVEIRA, Cecília Montibelle; SILVA, Paula Fernanda. *Estudo das políticas públicas e a análise das referências mundiais: os desafios do Brasil na geração de energia, através do uso de painéis fotovoltaicos*. 2019. [S.l: s.n.], 1396

OLIVEIRA, Ilana Saldanha Paiva De. *Efeitos da crise do petróleo de 1973 no Brasil*. 2006. PUC/RJ, 2006.

OLIVEIRA, Gabriel; SILVA, Victória Ribeiro Da; ALTOÉ, Leandra. *ANÁLISE DO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA EM UNIVERSIDADES*. . [S.l: s.n.], 2021.

ONS. *O Sistema Interligado Nacional*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 28 nov. 2019.

PACHECO, Fabiana. Energias Renováveis: Breves Conceitos. *Conjuntura e Planejamento*, v. 1, n. 149, p. 4–11, 2006. Disponível em: <<https://scholar.google.pt/scholar?hl=pt-PT&q=Energias+Renováveis+Breves+Conceitos&btnG=&lr=>>>.

PACHECO, Miguel Teixeira Gomes; GHISI, Enerdir; LAMBERTS, Roberto. *Proposição de estratégias para obtenção de Edifícios de Energia Zero*. . Florianópolis: [s.n.], 2013.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* Atlas Brasileiro de Energia Solar. *INPE*, v. 2, p. 80, 2017. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html>.

PEREIRA, Osvaldo L. S.; GONÇALVES, Felipe F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão - SC. *Revista Brasileira de Energia*, v. 14, n. 1, p. 25–45, 2008.

PETERNELLI, Luiz Alexandre. Regressão linear e correlação. *Inf162*, p. 1–11, 2004.

PORTOLAN DOS SANTOS, Ísis; RÜTHER, Ricardo. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. *Renewable Energy*, v. 63, p. 116–124, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.008>>.

RAIMO, P. A.; SOBREIRA, R. L.; BUENO, E. A. Análise de desempenho da usina fotovoltaica de 70 kWp estudo de caso: Instituto Federal – campus São Paulo. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. *Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2010. 210 f. UFRS, 2010.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KREZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. *RECEN - Revista Ciências Exatas e Naturais*, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2013.

RAPHAEL, Ellen *et al.* Células solares de perovskitas: uma nova tecnologia emergente. *Quim. Nova*, v. 41, n. 1, p. 61–74, 2017.

REN21. *RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT*. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf>.

ROBERT, Amélie; KUMMERT, Michaël. Designing net-zero energy buildings for the future climate , not for the past. *Building and Environment*, v. 55, p. 150–158, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2011.12.014>>.

RÜTHER, Ricardo. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO INTEGRADO À ARQUITETURA DE EDIFICAÇÃO URBANA E INTERLIGADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA. 1999.

SABER, Esmail M. *et al.* PV (photovoltaics) performance evaluation and simulation-based energy yield prediction for tropical buildings. *Energy*, v. 71, p. 588–595, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.115>>.

SAKTHIVEL, G. *et al.* Comparative analysis of performance, emission and combustion parameters of diesel engine fuelled with ethyl ester of fish oil and its diesel blends. *Fuel*, v. 132, p. 116–124, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2014.04.059>>.

SALOM, Jaume *et al.* Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data. *Applied Energy*, v. 136, p. 119–131, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.018>>.

SAMPAIO, João Alves *et al.* *Silício grau solar: uma revisão das tecnologias de produção*. [S.l.: s.n.], 2019. Disponível em: <https://www.cetem.gov.br/series/serie-rochas-e-minerais-industriais/item/download/2699_ac4caaa5337f3c7f20f86cd65aa71819>.

SANTOS, Ísis Portolan. *Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista*. 2009. 111 f. UFSC, 2009.

SARTORI, Igor; NAPOLITANO, Assunta; VOSS, Karsten. Net zero energy buildings : A

consistent definition framework. *Energy & Buildings*, v. 48, p. 220–232, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.01.032>>.

SHUKLA, Akash Kumar; SUDHAKAR, K.; BARENDAR, Prashant. A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system. *Energy and Buildings*, v. 128, p. 99–110, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.06.077>>.

SILVA, Luis I.; BERRINO, Cristian H.; FERREYRA, Diego M. Grid-Connected Photovoltaic System in an Educational Building. Overview and Preliminary Data Analysis. *2018 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2018 - Conference Proceedings*, v. 191, 2018.

SILVA, Pedro Henrique Borges; SHAYANI, Rafael Amaral. *Estudo de viabilidade técnica de usina solar fotovoltaica flutuante para suprir consumo da Universidade de Brasília*. . [S.l.: s.n.], 2020.

SMA. Performance Ratio - Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico. *SMA Solar Technology AG*, p. 1–9, 2014.

SORGATO, M J; SCHNEIDER, K; RÜTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. *Renewable Energy*, v. 118, n. Abril, p. 84–98, 2017.

SORGATO, Prof Marcio J. Edifícios solares fotovoltaicos. p. 1–16, 2018.

SWERA. *Weather Data by Location - All Regions - South America WMO Region 3 - Brazil*. Disponível em: <https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA//BRA_Campo.Grande.836120_SWERA>. Acesso em: 28 nov. 2019.

TAKENAKA, Fátima Oliveira. *Avaliação do potencial de geração de energia solar fotovoltaica na cobertura das edificações do campus I - CEFET-MG, interligado à rede elétrica*. . [S.l.: s.n.], 2010. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/94358/282546.pdf?sequence>>.

TANAKA, Amanda Mayumi. *Investigation of Efficiency Loss of Distributed Solar Power Due to Soiling and Efficiency Recovery by Rainfall*. Disponível em: <<https://digitalscholarship.unlv.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4753&context=thesesdissertations>>.

THULA, Manidhar; KUMA, M. Narendra; REDDY, V. Swetha. Simulation and Performance Analysis of 100kWp Solar Rooftop using Solar Pro software. *International Conference on Innovations in Power and Advanced Computing Technologies*, p. 1–5, 2017.

TORCELLINI, P *et al*. *Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition*. NREL/CP-550-39833. Pacific Grove, CA: [s.n.], 2006.

UFMS. *Localização UFMS*.

UFRGS. *LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR - LABSOL*. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>.

UNEP. *Avaliação de Políticas Públicas para a redução de gases de efeito estufa em edificações*. . São Paulo: [s.n.], 2009.

VITORETI, Ana Beatriz Ferreira *et al*. Células solares sensibilizadas por pontos

quânticos. *Quimica Nova*, v. 40, n. 4, p. 436–446, 2017.

WEISS, Mariana. “O aumento do custo da energia acaba realimentando a inflação”, diz economista da FGV. Disponível em: <<https://revistaforum.com.br/brasil/o-aumento-do-custo-da-energia-acaba-realimentando-inflacao-diz-economista-da-fgv/>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

WIRTH, Harry. *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. . Freiburg: [s.n.], 2018.

WITTKOPF, Stephen *et al.* Analytical performance monitoring of a 142.5kW p grid-connected rooftop BIPV system in Singapore. *Renewable Energy*, v. 47, n. October 2009, p. 9–20, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.034>>.

XAVIER, Gustavo *et al.* Impactos da geração solar fotovoltaica nas despesas com energia elétrica em campus universitário. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, v. 4, 2018.

YOUNG, William R. Solar on schools designed for emergency shelters: 39th IEEE photovoltaic specialist conference. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, p. 1521–1525, 2013.

ZHANG, Jingjing *et al.* Governance strategies to achieve zero-energy buildings in China. *Building Research and Information*, v. 44, n. 5–6, p. 604–618, 2016.

ZOMER, Clarissa Debiazi *et al.* Análise da compensação energética do centro de pesquisa e capacitação em energia solar da UFSC. 2017, Balneário Camboriú: [s.n.], 2017.

ZOMER, Clarissa Debiazi. Megawatt solar: geração solar fotovoltaica integrada a uma Edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. Estudo de caso: edifício sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Catarina. p. 177, 2010a.

ZOMER, Clarissa Debiazi. *Megawatt Solar: Geração Solar Fotovoltaica Integrada a uma Edificação Inserida em Meio Urbano e Conectada à Rede Elétrica*. 2010b. 177 f. UFSC, 2010.

ZOMER, Clarissa Debiazi. *Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética*. 2014. UFSC, 2014.

ZUBAIR, Muhammad *et al.* NPC based design optimization for a net zero office building in hot climates with pv panels as shading device. *Energies*, v. 11, n. 6, 2018.

APÊNDICE. Modelagem tridimensional dos sistemas fotovoltaicos

Neste apêndice são apresentadas modelagens tridimensionais e configurações dos sistemas fotovoltaicos nas coberturas das edificações, com detalhamento de número de módulos por *string*, número de *strings* em paralelo, inclinação e desvio azimutal das superfícies que receberam a integração e possíveis módulos falsos considerados.

As superfícies do Setor 1 estão apresentadas abaixo:

Setor 1 – Edificação 3 e Edificação 4					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si	3	1	2 x 10 + 4 falsos	2 x 10 + 4 falsos	
		2	2 x 10 + 4 falsos	2 x 10 + 4 falsos	
	4	1	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
		2	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
mono-Si	3	1	2 x 11 + 2 falsos	2 x 11 + 2 falsos	
		2	2 x 11 + 2 falsos	2 x 11 + 2 falsos	
	4	1	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
		2	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
CdTe	3	1	6 x 3	6 x 3	
		2	6 x 3	6 x 3	
	4	1	36 x 2 + 5 falsos	36 x 2 + 5 falsos	
		2	36 x 2 + 5 falsos	36 x 2 + 5 falsos	

Setor 1 – Edificação 1				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	19 x 7	19 x 7	
	2	12 x 10 + 4 falsos	12 x 10 + 4 falsos	
	3	16 x 7	16 x 7	
	4	12 x 9 + 6 falsos	12 x 9 + 6 falsos	
CdTe	1	54 x 2	54 x 2	
	2	45 x 2	45 x 2	
	3	51 x 2	51 x 2	
	4	45 x 2	45 x 2	

Setor 1 – Edificação 2				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	22 x 9 + 8 falsos	22 x 9 + 8 falsos	
	2	22 x 9	22 x 9	
CdTe	1	72 x 2	72 x 2	
	2	70 x 2	70 x 2	

Setor 1 – Edificação 5				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	17 x 8 + 1 falso	17 x 8 + 1 falso	
	2	16 x 6	16 x 6	
CdTe	1	30 x 3	30 x 3	
	2	23 x 3	23 x 3	

Setor 1 – Edificação 6				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	28 x 10	28 x 10	
	2	30 x 10	30 x 10	
CdTe	1	105 x 2	42 x 5	
	2	115 x 2	46 x 5	

Setor 1 – Edificação 7				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	4 x 15 + 3 falsos	4 x 15 + 3 falsos	
	2	4 x 15 + 3 falsos	4 x 15 + 3 falsos	
CdTe	1	18 x 3	18 x 3	
	2	18 x 3	18 x 3	

Setor 1 – Edificação 8				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	18 x 10	18 x 10	
	2	17 x 10 + 10 falsos	17 x 10 + 10 falsos	
CdTe	1	72 x 2	72 x 2	
	2	68 x 2 + 4 falsos	68 x 2 + 4 falsos	

Setor 1 – Edificação 9				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si	1	5 x 17 + 5 falsos	5 x 17 + 5 falsos	
	2	5 x 17 + 5 falsos	5 x 17 + 5 falsos	
mono-Si	1	6 x 15	6 x 15	
	2	6 x 15	6 x 15	
CdTe	1	36 x 2	24 x 3	
	2	36 x 2	24 x 3	

Setor 1 – Edificação 10				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	24 x 9	24 x 9	
	2	12 x 9	12 x 9	
CdTe	1	84 x 2	84 x 2	
	2	36 x 2	36 x 2	
Setor 1 – Edificação 11				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	26 x 9 + 2 falsos	26 x 9 + 2 falsos	
	2	51 x 10	51 x 10	
	3	18 x 9	18 x 9	
CdTe	1	95 x 2	95 x 2	
	2	185 x 2 + 4 falsos	185 x 2 + 4 falsos	
	3	57 x 2	57 x 2	

Setor 1 – Edificação 14 e Edificação 15					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	14	1	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
		2	6 x 16 + 3 falsos	6 x 16 + 3 falsos	
	15	1	19 x 10	19 x 10	
		2	18 x 10	18 x 10	
CdTe	14	1	24 x 3 + 3 falsos	24 x 3 + 3 falsos	
		2	24 x 3 + 3 falsos	24 x 3 + 3 falsos	
	15	1	75 x 2	75 x 2	
		2	73 x 2	73 x 2	

Setor 1 – Edificação 12 e Edificação 13					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	12	1	33 x 10 (multi-Si) 22 x 15 (mono-Si)	33 x 10 (multi-Si) 22 x 15 (mono-Si)	
		2	33 x 10 (multi-Si) 22 x 15 (mono-Si)	33 x 10 (multi-Si) 22 x 15 (mono-Si)	
	13	1	18 x 9 + 6 falsos	18 x 9 + 6 falsos	
		2	18 x 9 + 6 falsos	18 x 9 + 6 falsos	
CdTe	12	1	126 x 2	126 x 2	
		2	126 x 2	126 x 2	
	13	1	70 x 2	70 x 2	
		2	70 x 2	70 x 2	

A seguir, são apresentadas as superfícies e edificações do Setor 2.

Setor 2 – Edificação 1				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	24 x 15 + 3 falsos	36 x 10 + 3 falsos	
	2	20 x 16 + 4 falsos	32 x 10 + 4 falsos	
CdTe	1	110 x 2 + 9 falsos	44 x 5 + 9 falsos	
	2	105 x 2	42 x 5	

Setor 2 – Edificação 4				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	23 x 9 + 1 falso	23 x 9 + 1 falso	
	2	21 x 10 + 1 falso	21 x 10 + 1 falso	
CdTe	1	79 x 2	79 x 2	
	2	90 x 2	90 x 2	

Setor 2 – Edificação 5				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	22 x 7	22 x 7	
	2	22 x 7	22 x 7	
CdTe	1	52 x 2	52 x 2	
	2	52 x 2	52 x 2	

Setor 2 – Edificação 2 e Edificação 3					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si	2	1	3 x 11 + 2 falsos	3 x 11 + 2 falsos	
		2	2 x 11 + 3 falsos	2 x 11 + 3 falsos	
	3	1	4 x 13	4 x 13	
		2	4 x 13 + 2 falsos	4 x 13 + 2 falsos	
mono-Si	2	1	2 x 15 + 5 falsos	2 x 15 + 5 falsos	
		2	2 x 12 + 1 falso	2 x 12 + 1 falso	
	3	1	4 x 13	4 x 13	
		2	4 x 13 + 2 falsos	4 x 13 + 2 falsos	

CdTe	2	1	8 x 3 + 1 falso	8 x 3 + 1 falso	
		2	5 x 3 + 2 falsos	5 x 3 + 2 falsos	
	3	1	18 x 2	18 x 2	
		2	21 x 2	21 x 2	

Setor 2 – Edificação 6 e Edificação 7					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	6	1	5 x 16 + 1 falso	5 x 16 + 1 falso	
		2	5 x 16 + 1 falso	5 x 16 + 1 falso	
	7	1	27 x 9 + 5 falsos	27 x 9 + 5 falsos	
		2	32 x 9	32 x 9	
CdTe	6	1	18 x 3 + 2 falsos	18 x 3 + 2 falsos	
		2	18 x 3 + 2 falsos	18 x 3 + 2 falsos	
	7	1	37 x 5 + 2 falsos	37 x 5 + 2 falsos	
		2	43 x 5 + 2 falsos	43 x 5 + 2 falsos	

Setor 2 – Edificação 8				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	21 x 15	21 x 15	
	2	18 x 16 + 10 falsos	18 x 16 + 10 falsos	
CdTe	1	115 x 2 + 6 falsos	46 x 5 + 6 falsos	
	2	105 x 2 + 10 falsos	42 x 5 + 10 falsos	

Setor 2 – Edificação 9				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	32 x 8 + 2 falso	32 x 8 + 2 falso	
	2	33 x 9 + 1 falsos	33 x 9 + 1 falsos	
CdTe	1	124 x 2 + 1 falso	124 x 2 + 1 falso	
	2	135 x 2	135 x 2	

As modelagens dos sistemas fotovoltaicos nas edificações do Setor 3 estão a seguir.

Setor 3 – Edificação 3				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	5 x 14 + 2 falsos	5 x 14 + 2 falsos	
	2	5 x 14 + 2 falsos	5 x 14 + 2 falsos	
CdTe	1	18 x 3	18 x 3	
	2	18 x 3	18 x 3	

Setor 3 – Edificação 1 e Edificação 2					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	1	9 x 25	9 x 25	
		2	9 x 25	9 x 25	
	2	1	9 x 25 + 3 falsos	15 x 15 + 3 falsos (multi-Si) 9 x 25 + 3 falsos (mono-Si)	
		2	9 x 25 + 3 falsos	15 x 15 + 3 falsos (multi-Si) 9 x 25 + 3 falsos (mono-Si)	
CdTe	1	1	33 x 5 + 3 falsos	55 x 3 + 3 falsos	
		2	33 x 5 + 3 falsos	55 x 3 + 3 falsos	
	2	1	74 x 2	74 x 2	
		2	74 x 2	74 x 2	

Setor 3 – Edificação 4				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1 e 3	24 x 7	24 x 7	
	2 e 4	24 x 7	24 x 7	
CdTe	1 e 3	57 x 2 + 1 falso	38 x 3 + 1 falso	
	2 e 4	57 x 2 + 1 falso	38 x 3 + 1 falso	

Setor 3 – Edificação 5				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	7 x 16	7 x 16	
	2	7 x 16	7 x 16	
CdTe	1	45 x 2 + 1 falso	45 x 2 + 1 falso	
	2	45 x 2 + 1 falso	45 x 2 + 1 falso	

Setor 3 – Edificação 6				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1 e 3	12 x 8 + 6 falsos (multi-Si) 6 x 16 + 6 falsos (mono-Si)	6 x 16 + 6 falsos	
	2 e 4	12 x 8 + 6 falsos (multi-Si) 6 x 16 + 6 falsos (mono-Si)	6 x 16 + 6 falsos	
CdTe	1 e 3	42 x 2 + 1 falso	42 x 2 + 1 falso	
	2 e 4	42 x 2 + 1 falso	42 x 2 + 1 falso	

Setor 3 – Edificação 7				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1 e 2	24 x 9	24 x 9	
	3 e 4	12 x 8 + 2 falsos	12 x 8 + 2 falsos	
CdTe	1 e 3	84 x 2	84 x 2	
	2 e 4	35 x 2	35 x 2	

Setor 3 – Edificação 8				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	14 x 9	14 x 9	
	2	14 x 9	14 x 9	
CdTe	1	28 x 3	28 x 3	
	2	28 x 3	28 x 3	

Setor 3 – Edificação 9				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	8 x 15	8 x 15	
	2	8 x 15	8 x 15	
CdTe	1	30 x 3	30 x 3	
	2	30 x 3	30 x 3	

Setor 3 – Edificação 10, Edificação 11 e Edificação 12					
Tecnologia	Edificação	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
			1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	11	1	2 x 9	2 x 9	
		2	2 x 9	2 x 9	
	12	1	5 x 14	5 x 14	
		2	5 x 14	5 x 14	
	10	1	10 x 11	10 x 11	
		2	10 x 11	10 x 11	
CdTe	11	1	7 x 2	7 x 2	
		2	7 x 2	7 x 2	
	12	1	30 x 2	30 x 2	
		2	30 x 2	30 x 2	
	10	1	44 x 2	44 x 2	
		2	44 x 2	44 x 2	

Setor 3 – Edificação 13				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	19 x 8	19 x 8	
	2	18 x 9	18 x 9	
CdTe	1	56 x 2	56 x 2	
	2	60 x 2	60 x 2	

Setor 3 – Edificação 14				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	11 x 7 + 1 falso	11 x 7 + 1 falso	
	2	8 x 9	8 x 9	
	3	8 x 7 + 3 falsos	8 x 7 + 3 falsos	
	4	7 x 9	7 x 9	
CdTe	1	16 x 3 + 2 falsos	16 x 3 + 2 falsos	
	2	18 x 3	18 x 3	
	3	15 x 3 + 1 falso	15 x 3 + 1 falso	
	4	13 x 3 + 1 falso	13 x 3 + 1 falso	

Por fim, a seguir os sistemas fotovoltaicos do Setor 4.

Setor 4 – Edificação 1				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	15 x 8	15 x 8	
	2	15 x 8	15 x 8	
	3	26 x 7	26 x 7	
	4	26 x 7	26 x 7	
CdTe	1	50 x 2 + 2 falsos	20 x 5 + 2 falsos	
	2	50 x 2 + 2 falsos	20 x 5 + 2 falsos	
	3	75 x 2	30 x 5	
	4	75 x 2	30 x 5	

Setor 4 – Edificação 2				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	5 x 14	5 x 14	
	2	5 x 14	5 x 14	
CdTe	1	16 x 3 + 2 falsos	16 x 3 + 2 falsos	
	2	16 x 3 + 2 falsos	16 x 3 + 2 falsos	

Setor 4 – Edificação 3				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	5 x 16	5 x 16	
	2	5 x 16	5 x 16	
CdTe	1	35 x 2	35 x 2	
	2	35 x 2	35 x 2	

Setor 4 – Edificação 4				
Tecnologia	Subarranjo	Nº de strings x módulos por string		Representação
		1ª faixa ILR	2ª faixa ILR	
multi-Si e mono-Si	1	2 x 16	2 x 16	<p>Subarranjo 2 Azimute: 262° Inclinação: 6°</p> <p>Subarranjo 1 Azimute: 82° Inclinação: 6°</p>
	2	2 x 17 + 6 falsos	2 x 17 + 6 falsos	
CdTe	1	8 x 3	8 x 3	<p>Subarranjo 2 Azimute: 262° Inclinação: 6°</p> <p>Subarranjo 1 Azimute: 82° Inclinação: 6°</p>
	2	10 x 3 + 3 falsos	10 x 3 + 3 falsos	

ANEXO. Datasheet dos módulos utilizados nas simulações



MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Os novos módulos policristalinos MAXPOWER da Canadian Solar usam a mais recente tecnologia inovadora de célula de cinco barras, aumentando a saída de potência do módulo e a confiabilidade do sistema.

PRINCIPAIS RECURSOS

-  Confiabilidade aprimorada com a tecnologia de célula de 5 barras
-  Eficiência da célula de até 18,8%
-  Excepcional desempenho de baixa irradiação: 96%
-  Caixa de derivação IP67, resistência de longo prazo ao clima
-  Carga de neve pesada até 5.400 Pa, carga de vento até 2.400 Pa

25 anos de garantia de saída de potência linear

10 anos de garantia do produto em materiais e mão de obra

CERTIFICADOS DE SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008/Sistema de gestão da qualidade
ISO/TS 16949:2009/O sistema de gestão de qualidade do setor automotivo
ISO 14001:2004/Padrões para sistema de gestão ambiental
OHSAS 18001:2007/Padrões internacionais para saúde e segurança no trabalho

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215/IEC 61730: VDE/CE
UL 1703: CSA/IEC 61701 ED2: VDE/IEC 62716: VDE/Take-e-way



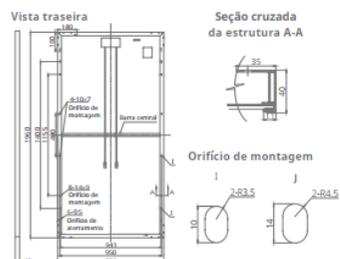
* As exigências de certificação são diferentes em cada mercado, portanto solicite a seu representante de vendas local da Canadian Solar os certificados válidos para os produtos na região em que eles serão usados.

A CANADIAN SOLAR INC. está comprometida a fornecer produtos solares, soluções de sistemas solares e serviços de alta qualidade para clientes em todo o mundo. Como desenvolvedora de projetos fotovoltaicos e fabricante líder de módulos solares com mais de 15 GW instalados em todo o mundo desde 2001, a Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas de energia solar mais lucrativas do mundo.

CANADIAN SOLAR INC.

2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385, www.canadiansolar.com, sales.us@canadiansolar.com

DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)



DADOS ELÉTRICOS/STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo	TIPO I (UL 1703) ou			
contra incêndio	CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ +5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

DADOS ELÉTRICOS/NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	228 W	232 W	236 W	239 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A

* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO

Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, eficiência média relativa de 96% a partir de uma irradiação de 1.000 W/m² a 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C).

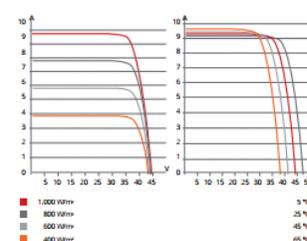
A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e à venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e o manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-los. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CANADIAN SOLAR INC.

Julho de 2016. Todos os direitos reservados. Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico V5.51P1_NA

CS6U-320P | CURVAS I-V



DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Organização das células	72 (6 × 12)
Dimensões	1.960 × 992 × 40 mm (77,2 × 39,1 × 1,57 pol.)
Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Conectores	T4 (IEC/UL)
Por pallette	26 peças
Por contêiner (40' HQ)	572 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de temperatura (P _{máx})	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,053%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

SEÇÃO DO PARCEIRO





First Solar Series 6™

NEXT GENERATION THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY

MODULE DATASHEET

HIGH-POWER PV MODULES

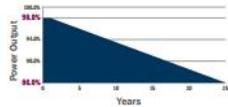
First Solar Series 6™ photovoltaic (PV) module sets a new industry benchmark for reliable energy production, optimized design and environmental performance. Series 6 modules are optimized for every stage of your application, significantly reducing balance of system, shipping, and operating costs.



430-450 Watts
17.4%+ Efficiency

INDUSTRY-LEADING MODULE WARRANTY*

98% WARRANTY START POINT
0.5% WARRANTED ANNUAL DEGRADATION RATE



- 25-Year Linear Performance Warranty
- 10-Year Limited Product Warranty

First Solar, Inc. | firstsolar.com | info@firstsolar.com

MORE ENERGY PER MODULE

- More watts per connection and per lift (430+ watts) than 72-cell silicon modules
- With superior temperature coefficient, spectral response and shading behavior, Series 6 modules generate up to 8% more energy per watt than conventional crystalline silicon solar modules
- Anti-reflective coated glass enhances energy production

INNOVATIVE MODULE DESIGN

- Under-mount frame allows for simple and fast installation
- SpeedSlots™ combine the robustness of bottom mounting with the speed of top clamping while utilizing fewer fasteners
- Dual junction box optimizes module-to-module connections
- Under-mount frame provides the cleaning and snow-shedding benefits of a frameless module, protects edges against breakage and enables horizontal stacking

PROVEN LONG-TERM RELIABILITY

- Manufactured using methods and process adapted from Series 4 modules – the most tested solar modules in the industry
- Independently tested and certified for reliable performance that exceeds IEC standards in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal applications

BEST ENVIRONMENTAL PROFILE

- Fastest energy payback time and smallest carbon and water footprint in the industry
- Global PV collection and recycling services available through First Solar or customer-selected third-party

FIRST SOLAR SERIES 6™

MODEL TYPES AND RATINGS AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000W/m², AM 1.5, 25°C)

NOMINAL VALUES		FS-6130 FS-6430A	FS-6435 FS-6435A	FS-6440 FS-6440A	FS-6445 FS-6445A	FS-6450 FS-6450A
Nominal Power* (Q _v /5%)	P _{max} (W)	430.0	435.0	440.0	445.0	450.0
Efficiency (%)	%	17.4	17.6	17.8	18.0	18.2
Voltage at P _{max}	V _{max} (V)	182.6	183.6	184.7	185.7	186.8
Current at P _{max}	I _{max} (A)	2.36	2.37	2.38	2.40	2.41
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	219.2	219.6	220.0	220.4	221.1
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	2.54	2.55	2.55	2.56	2.57
Maximum System Voltage	V _{sys} (V)	1500*				
Limiting Reverse Current	I _r (A)	5.0				
Maximum Series Fuse	I _{cr} (A)	5.0				

RATINGS AT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE OF 45°C (800W/m², 30°C at temperature, AM 1.5, 1m/s wind speed)

NOMINAL VALUES		FS-6130 FS-6430A	FS-6435 FS-6435A	FS-6440 FS-6440A	FS-6445 FS-6445A	FS-6450 FS-6450A
Nominal Power	P _{max} (W)	324.7	328.5	332.4	336.0	339.9
Voltage at P _{max}	V _{max} (V)	170.9	172.0	173.1	174.1	175.2
Current at P _{max}	I _{max} (A)	1.90	1.91	1.92	1.93	1.94
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	207.0	207.3	207.7	208.0	208.8
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	2.05	2.06	2.06	2.06	2.07

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85
Temperature Coefficient of P _{max}	T _p (P _{max})	-0.32%/°C (Temperature Range: 25°C to 75°C)
Temperature Coefficient of V _{oc}	T _p (V _{oc})	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	T _p (I _{sc})	+0.04%/°C

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	2009mm
Width	1232mm
Thickness	49mm
Area	2.47m ²
Module Weight	36kg
Leadwire ¹	2.5mm ² , 720mm (+) & Bulkhead (-)
Connectors	MC4-EVO 2 or alternate
Bypass Diode	N/A
Cell Type	Thin film CdTe semiconductor, up to 264 cells
Frame Material	Anodized Aluminum
Front Glass	2.8mm heat strengthened Series 6A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	2.2mm heat strengthened
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Frame to Glass Adhesive	Silicone
Load Rating ⁷	2400Pa

PACKAGING INFORMATION

Modules Per Pallet	26	Pallet Dimensions (L x W x H)	2200 x 1300 x 1150mm (86 x 51 x 45in)
Pallet Weight	1051kg	Pallets per 40' Container	18

Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with * are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

CERTIFICATIONS AND TESTS

IEC
61215:2016 & 61730-1:2016⁸, CE
61701 Salt Mist Corrosion
60068-2-68 Dust and Sand Resistance

UL

UL 1703 Listed⁹

REGIONAL CERTIFICATIONS

MCS
InMetro[®]
BSI[®]

SII
FSEC
MyHjau

EXTENDED DURABILITY TESTS

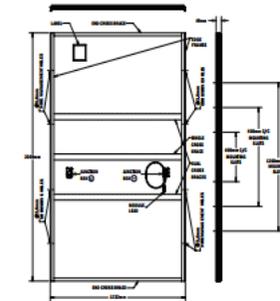
ANSI/CAN/CSA-C450-15
Long-Term Sequential
Thresher Test
PID Resistant

QUALITY & EHS

ISO 9001:2015 & 14001:2015
ON-SAS 18001:2007
ISO 45001:2018



MECHANICAL DRAWING



Install in portrait only

1. Limited panel output and product warranties subject to warranty terms and conditions
2. All ratings at STC, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
3. Measurement uncertainty applies
4. Testing Certifications/Integrations pending
5. IEC 61730-1:2016 Class II VDC 1700 (800V) tested
6. Latchable length from junction box end to connector mating surface
7. Higher load ratings can be met with additional support, subject to testing

firstsolar.com | info@firstsolar.com