



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

**INSTALAÇÕES MILITARES DE ENERGIA ZERO: AVALIAÇÃO TÉCNICA
PARA QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO COM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Luiz Pereira da Silva Neto

(Página intencionalmente deixada em branco)

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

**INSTALAÇÕES MILITARES DE ENERGIA ZERO: AVALIAÇÃO TÉCNICA PARA
QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

LUIZ PEREIRA DA SILVA NETO

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
AGOSTO DE 2021

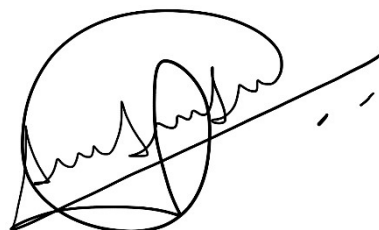
(Página intencionalmente deixada em branco)

FOLHA DE APROVAÇÃO

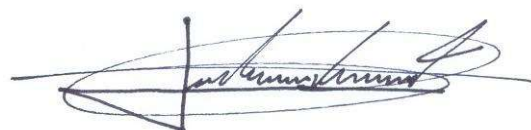
Redação final do Trabalho de Conclusão de Curso defendida por **LUIZ PEREIRA DA SILVA NETO**, aprovada pela Comissão Julgadora em 5 de agosto de 2021, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.



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



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



Prof. Dr. Lucas Rafael do Nascimento – Membro Titular Externo
Fotovoltaica/UFSC



Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior – Membro Titular Externo
LABENS/UTFPR

(Página intencionalmente deixada em branco)

À minha amada Priscila Pereira, maravilhosa esposa e bênção que recebi de Deus.

À minha mãe, Maria Iran, mulher de oração, e ao meu pai Fábio Pereira, grande incentivador e modelo de trabalho dignificante.

Às minhas irmãs, Carol e Ana Luiza.

À minha vó Luiza e ao meu avô Luiz, ambos *in memoriam*, como tributo de gratidão.

(Página intencionalmente deixada em branco)

AGRADECIMENTOS

“[O Senhor, o Deus de Israel] dá sabedoria aos sábios e inteligência aos inteligentes.”

(Dn 2:9b)

Meu primeiro tributo de gratidão é ao meu Deus, Pai de meu Senhor Jesus Cristo, que por meio do Santo Espírito me capacitou para essa obra. Sua graça bondosa tem me sustentado ao longo dos anos e sei que continuará me capacitando para todos os propósitos que Ele tem para mim. Posso dizer ao caro leitor, parafraseando Lutero: todas as coisas boas deste trabalho são fruto da graça de Deus; erros ou imprecisões, frutos de minha natureza humana pecadora.

Sou imensamente grato à minha esposa Priscila. Estivemos juntos na batalha pelos títulos de mestres. Obrigado por seu amor, companheirismo e incentivo; como você pude ter equilíbrio para os momentos mais difíceis e alegria para celebrarmos a vida sempre. Que essa nova fase nos traga muitas alegrias!

Agradeço aos meus pais, Fábio e Iran, pelo cuidado, pelas orações e pelo apoio sempre presente. Tributo minha gratidão à minha vó Maria Luiza (*in memoriam*), que me ensinou a ler e foi sempre grande incentivadora da leitura e dos estudos. Reconheço também meu avô Luiz (*in memoriam*), de quem herdei o nome e que infelizmente partiu durante esse período de curso e pandemia.

Meus irmãos Rildo, Ana Luiza e Caroline (e todos os agregados), meus sogros, Izaqui e Mirian, e demais familiares recebem aqui também meu reconhecimento por todo incentivo, conselhos, orações e torcida nesses 2 anos e meio de curso.

Agradeço ao Exército Brasileiro por essa oportunidade de me dedicar em tempo integral a esse curso. Espero que esse investimento da Força (que é o dos contribuintes brasileiros) seja recompensado com a utilidade prática desse trabalho para a nação. Agradeço em especial ao Cel Zago, que me incentivou a pedir o mestrado quando eu estava bem desanimado para isso, além de contribuir em todo o trâmite junto ao Departamento de Ciência e Tecnologia. Sou grato ao Cel Eduardo, primeiro chefe que tive na CRO/9, ao TC Celso e à Cel Ana Maria, chefes da CRO/9 no período de curso, ao TC Gomes, meu supervisor militar, que forneceu dicas e direcionamentos muito bons para esse trabalho, e ao Cel Canto, que deu suporte e apoio especialmente no pedido de prorrogação. Reconheço o Maj Paiva Rodrigues

e o Maj Heron, por suas contribuições significativas e incentivo. Agradeço ao Cap De Matos, ao 1º Ten Bruno Neves e a todos os demais militares e civis que me ajudaram na obtenção dos dados.

O professor Marcio foi essencial para que esse trabalho ficasse relevante. Todas as insistências para ir mais fundo nas pesquisas, típicas de um pesquisador nato, permitiram que esse trabalho fosse muito além do que eu imaginava. Meu muito obrigado. Agradeço também aos membros da banca, Prof. Arthur, Prof. Lucas e Prof. Urbanetz, pelas contribuições relevantes que forneceram. Passei o período de curso como representante discente no colegiado do PPGESS da UFMS, a quem agradeço o tempo e a oportunidade de atuar.

Finalmente, sem meus amigos não chegaria aqui. Especialmente, ao Breno Pontes e sua esposa Raquel, pelos tempos juntos de estudo, pelas conversas de motivação e pela comunhão santa para enfrentarmos as batalhas, e ao Anderson, amigo e pastor que Deus me deu na reta final, pelo incentivo e orações. Aos demais, que torceram e estiveram comigo, muito obrigado!

Além disso, 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.

Soli Deo Gloria.

“Não que nos consideremos capazes de fazer qualquer coisa por conta própria; nossa suficiência vem de Deus.”

2ª Carta de Paulo aos Coríntios 3:5

* * *

“Eu acredito no Cristianismo como acredito que o sol nasce todo dia. Não apenas porque o vejo, mas porque através dele eu vejo tudo ao meu redor.”

C. S. Lewis

(Página intencionalmente deixada em branco)

RESUMO

NETO, L. P. S. (2021). Instalações Militares de Energia Zero: avaliação técnica para quartéis do Exército Brasileiro com sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Campo Grande, 2021. 343 p. Trabalho de Conclusão do Curso de Mestrado Profissional em Eficiência Energética e Sustentabilidade. Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Brasil.

Uma das formas de assegurar o fornecimento de energia nas instalações militares é com a aplicação do conceito de energia zero em quartéis com sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Valendo-se do crescimento da geração distribuída no Brasil, especialmente com geração fotovoltaica, e com a previsão do aumento do uso de sistemas de armazenamento pelos prossumidores, este trabalho analisou tecnicamente o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados em coberturas de edificações militares do Exército Brasileiro acoplados a sistemas de armazenamento de energia elétrica. As simulações foram conduzidas no programa System Advisor Model (SAM) e os três quartéis conectados à rede considerados como estudos de caso localizam-se em Manaus, AM, Campo Grande, MS e Ponta Grossa, PR. Os desempenhos de duas tecnologias de células fotovoltaicas foram analisados (mc-Si e CdTe) e o acoplamento entre os sistemas fotovoltaicos e de armazenamento foi feito de duas formas (CA e CC). Os sistemas com CdTe resultaram em maiores *yields* e PR em todas as localidades, sendo a tecnologia mais recomendado para a integração nos três quartéis. As diferenças dos desempenhos foram mais acentuadas no clima mais quente e menores no clima mais ameno. Identificou-se a diferença entre as temperaturas de operação das células e a temperatura ambiente como fator que reduz o desempenho. Os sistemas fotovoltaicos geraram quantidade de energia superior ao consumo variando de 8% a 25%. Foram considerados quatro cenários variando a capacidade e os horários de descarga dos sistemas de armazenamento: Base, Ponta, Noite e Dia, que foram avaliados de acordo com a Taxa de Autoconsumo e da Taxa de Autossuficiência. Sem sistemas de armazenamento, ambos os indicadores foram aproximadamente 40% na maioria dos casos. Esses indicadores aumentaram à medida que sistemas de armazenamento com elevadas capacidades e amplo horário de despacho de energia foram acoplados (aproximadamente de 50% no Cenário Ponta, 80% no Cenário Noite e superiores a 90% no Cenário Dia). O balanço energético calculado para fins de classificação de energia zero de forma considerou as interações com a

rede e, por isso, contabilizou a compensação da energia importada com diferentes Fatores de Compensação de Créditos. Em cenários com perdas na parcela de energia exportada compensável, apenas sistemas de armazenamento com elevadas capacidades de armazenamento e configuração de período de despacho ampla foram capazes de tornar os balanços energéticos positivos, possibilitando a classificação dos três quartéis como Instalações Militares de Energia Positiva.

Palavras-chave: sistemas híbridos; acoplamento CA; acoplamento CC; defesa; compensação de energia; baterias de íons de Lítio; autossuficiência; autoconsumo; perdas por sujeira.

ABSTRACT

NETO, L. P. S. (2021). Zero Energy Military Installations: technical assessment for Brazilian Army barracks with photovoltaic systems and energy storage systems. Campo Grande, 2021. 343 p. Final Paper of the Professional Masters Course in Energy Efficiency and Sustainability. Federal University of Mato Grosso do Sul, Brazil.

One of the ways to assure the energy supply in military installations is applying the zero-energy concept in bases with photovoltaic plus storage systems. Taking advantage of the growth of distributed generation in Brazil, especially with photovoltaic generation, and with the forecast of an increase in the use of storage systems by prosumers, this work technically analyzed the performance of photovoltaic systems integrated in roofs of Brazilian Army military buildings coupled to electrical energy storage systems. The simulations were conducted using System Advisor Model (SAM) and the three on-grid clusters considered as case studies are placed in Manaus, AM, Campo Grande, MS and Ponta Grossa, PR. The performances of two photovoltaic cell technologies were analyzed (mc-Si and CdTe) and the coupling of PV to storage systems were made in two ways (DC- or AC-coupling). Systems with CdTe resulted in higher yields and PR in all locations, being the most recommended technology for integration in the three clusters. The performance differences were more accentuated in the warmer climate and smaller in the milder climate. The difference between cell operating temperatures and ambient temperature was identified as a factor that reduces performance. Photovoltaic systems generated an amount of energy greater than consumption ranging from 8% to 25%. Four scenarios were considered, varying the capacity and dispatch of the storage systems: Baseline, Peak, Night, and Day, which were evaluated according to the Self-Consumption Rate and the Self-Sufficiency Rate. Without storage systems, both indicators were approximately 40% in most cases. These indicators increased as storage systems with high capacities and large energy dispatch time were coupled (approximately 50% in the Peak Scenario, 80% in the Night Scenario, and over 90% in the Day Scenario). The energy balance calculated for the purpose of zero energy classification considered the interactions with the grid and, therefore, accounted for the compensation of imported energy with different Credit Compensation Factors. In scenarios with losses in the compensable portion of exported energy, only storage systems with high storage capacities and a wide dispatch period configuration were able to

make the energy balances positive, enabling the classification of the three clusters as Energy Positive Military Installations.

Keywords: hybrid systems; AC coupling; DC coupling; defense; energy compensation; Lithium ions batteries; self-sufficiency; self-consumption; dirt losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Linha do tempo de ações governamentais em eficiência energética no Brasil	48
Figura 2. Matriz elétrica brasileira (2020)	49
Figura 3. Geração fotovoltaica na GD no Brasil de 2012 a 2020 – Participação e Potência instalada.....	51
Figura 4. Médias brasileiras anuais de radiação solar no plano inclinado	52
Figura 5. Comparação das médias anuais de GHI entre Brasil e Alemanha.....	53
Figura 6. Conceito de EEZ	55
Figura 7. Hierarquia para atingir o objetivo de energia zero do Exército Americano.....	55
Figura 8. Principais determinantes de energia implícitos em cada escala.....	62
Figura 9. Esquemático do processo de projeto de distritos de energia zero.....	64
Figura 10. Metodologia para distritos de energia zero	64
Figura 11. Passo-a-passo da abordagem de energia zero para instalações militares.....	66
Figura 12. Processo de otimização para status de energia zero para grupo de edificações militares	67
Figura 13. Conceitos de Fusheng, Ruisheng e Fengquan (2016) para geração descentralizada de energia	69
Figura 14. Alternativas propostas pela ANEEL para mudanças no sistema de compensação da REN 482.....	71
Figura 15. Perspectivas para o futuro da GD de acordo com decisões quanto aos interesses das Concessionárias e dos prosumidores.....	74
Figura 16. Classificação de tecnologias de armazenamento de energia de acordo com forma de armazenamento.....	76
Figura 17. Gerações das células fotovoltaicas.....	78
Figura 18. Ilustração de células de silício cristalino tipo-p e tipo-n	79
Figura 19. Representação de célula PERC da Trina Solar	80
Figura 20. Ilustração de célula IBC da <i>SunPower</i>	80
Figura 21. (a) Representação de células <i>shingled</i> da <i>SunPower</i> (b) Células com 12 barramentos da LG	81
Figura 22. Ilustração de célula fotovoltaica de CdTe	81
Figura 23. Mercado mundial de células de filmes finos	82
Figura 24. (a) Representação de células de <i>perovskite</i> (b) Ilustração de célula de heterojunção da <i>Panasonic</i>	82
Figura 25. Representação de Curva-IV, com as grandezas elétricas principais de uma célula solar	83
Figura 26. Estrutura de um módulo fotovoltaico	83
Figura 27. Esquema de funcionamento de módulos <i>half-cut</i>	85
Figura 28. Representação de módulos bifaciais	86
Figura 29. Módulos mais eficientes de acordo com material, conceito da célula e eficiência	87

Figura 30. Panorama da utilização de módulos fotovoltaicos no Brasil (2º semestre de 2020)	89
Figura 31. Representação de um sistema fotovoltaico aplicado sobre cobertura de edificação	91
Figura 32. Topologias possíveis para inversores em sistemas fotovoltaicos	93
Figura 33. Entregas mundiais de inversores fotovoltaicos em 2019 (MW)	95
Figura 34. Comparação entre baterias de íons de lítio e de chumbo ácido	99
Figura 35. (a) Redução de preço das baterias de íons de lítio de 2010 a 2018 (média ponderada por volume) (b) Valores reais e previsão de redução do preço das baterias de lítio até 2030	100
Figura 36. Formas de agrupamento das células de baterias	100
Figura 37. Representação das formas de acoplamento CA e CC	104
Figura 38. Diagrama de compatibilidade energética pela relação de TS e TC para a classificação de energia zero	110
Figura 39. Algoritmo de fluxo de energia em sistemas fotovoltaico-baterias conectado à rede e isolado	111
Figura 40. Etapas do método utilizado	119
Figura 41. Localização e imagens de satélite dos quartéis escolhidos como estudos de caso	122
Figura 42. Classificação de Köppen-Geiger (esquerda) e média anual do total diário da irradiação global horizontal (direita) para os quartéis sob estudo	123
Figura 43. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Manaus (AM)	124
Figura 44. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Campo Grande (MS)	124
Figura 45. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Castro (PR)	125
Figura 46. Comparação de temperatura, precipitação e irradiância para as cidades dos quartéis escolhidos	126
Figura 47. Procedimento de análise de integração de sistemas fotovoltaicos por superfície	128
Figura 48. Estruturas de páginas para modelagem no SAM para os sistemas centralizados e descentralizados	130
Figura 49. Representação dos fluxos de energia	137
Figura 50. Representação tridimensional do modelo matemático para contabilização dos fluxos de energia nos quartéis (a) Quartel com armazenamento centralizado (b) Quartel com armazenamento descentralizado	137
Figura 51. Estratégias de despacho para os cenários de armazenamento	144
Figura 52. Fluxograma do processo de compensação de energia elétrica e balanço	156
Figura 53. Comparação entre a GHI e a $Irrad_{ideal}$ para Manaus, AM (Quartel C1)	157
Figura 54. Identificação das edificações e superfícies do Quartel C1 (Manaus, AM)	159

Figura 55. Comparação entre a GHI e a $Irrad_{ideal}$ para Campo Grande, MS (Quartel C2)	160
Figura 56. Identificação das edificações e superfícies do Quartel C2 (Campo Grande, MS) .	163
Figura 57. Comparação entre a GHI e a $Irrad_{ideal}$ para Castro, PR (Quartel C3)	164
Figura 58. Identificação das edificações e superfícies do Quartel C3 (Castro, PR)	167
Figura 59. Caracterização do consumo do Quartel C1 (Manaus, AM)	169
Figura 60. Caracterização do consumo do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	170
Figura 61. Caracterização do consumo do Quartel C3 (Ponta Grossa, PR)	171
Figura 62. Valores anuais de PR dos sistemas do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	185
Figura 63. Valores anuais de <i>yield</i> dos sistemas do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	186
Figura 64. Valores mensais de <i>yield</i> do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de módulos de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	187
Figura 65. Valores anuais de PR dos sistemas do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	189
Figura 66. Valores anuais de <i>yield</i> dos sistemas do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	190
Figura 67. Valores mensais de <i>yield</i> do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	191
Figura 68. Valores anuais de PR dos sistemas do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	193
Figura 69. Valores anuais de <i>yield</i> dos sistemas do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	193
Figura 70. Valores mensais de <i>yield</i> do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	194
Figura 71. Comparação dos valores anuais de <i>yield</i> e PR entre os três quartéis de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados	196
Figura 72. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)	199
Figura 73. Comparação dos valores anuais de <i>yield</i> dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)	199
Figura 74. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	201

Figura 75. Comparação dos valores anuais de yield e PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	201
Figura 76. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)	203
Figura 77. Comparação dos valores anuais de yield dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)	204
Figura 78. Comparação dos valores anuais de yield e PR entre os sistemas fotovoltaicos dos quartéis	205
Figura 79. Comparação dos valores mensais de <i>yield</i> entre os sistemas fotovoltaicos dos três quartéis e as irradiações mensais nas três cidades	207
Figura 80. <i>Yields</i> horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C1 (Manaus, AM)	209
Figura 81. <i>Yields</i> horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	210
Figura 82. <i>Yields</i> horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C3 (Castro, PR)	210
Figura 85. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)	213
Figura 86. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	215
Figura 87. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)	216
Figura 88. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)	218
Figura 89. Gráficos anuais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C1 (Manaus, AM)	219
Figura 90. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	220
Figura 91. Gráficos anuais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)	222
Figura 92. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)	223
Figura 93. Gráficos anuais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C3 (Castro, PR)	224
Figura 94. Comparação dos valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos três quartéis	225
Figura 95. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C1 (Manaus, AM)	230
Figura 96. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)	235
Figura 97. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS <i>versus</i> TC) para o Quartel C3 (Castro, PR)	239

Figura 98. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)	241
Figura 99. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	243
Figura 100. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)	244
Figura 101. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Ponta em 24/09 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)	246
Figura 102. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Noite em 07/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)	247
Figura 103. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Dia em 18/6 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)	248
Figura 104. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Ponta em (1) 10/12 e em (2) 13/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	249
Figura 105. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento dos Cenários Noite e Dia em 14/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	251
Figura 106. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Ponta em 16/05 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)	252
Figura 107. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Noite em 14/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)	253
Figura 108. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Dia em (1) 23/01 e em (2) 04/11 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)	254
Figura 109. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (30/10) do Quartel C1 (Manaus, AM)	256
Figura 110. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (17/12) do Quartel C1 (Manaus, AM)	257
Figura 111. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (04/12) do Quartel C2 (Campo Grande, MS) .	258
Figura 112. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (08/08) do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	259
Figura 113. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (04/12) do Quartel C3 (Castro, PR)	260

Figura 114. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (13/08) do Quartel C3 (Castro, PR).....	261
Figura 115. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C1 (Manaus, AM)	266
Figura 116. Fluxos energéticos mensais (em MWh) para o Quartel C1 (Manaus, AM)	267
Figura 117. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C1 (Manaus, AM)	268
Figura 118. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)	271
Figura 119. Fluxos energéticos mensais (em MWh) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)	272
Figura 120. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C2 (Campo Grande, MS)	273
Figura 121. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C3 (Castro, PR)	275
Figura 122. Fluxos energéticos mensais (em MWh) para o Quartel C3 (Castro, PR)	277
Figura 123. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C3 (Castro, PR)	278

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Crescimento da geração distribuída no Brasil de 2013 a 2020	51
Tabela 2. Hierarquia para fornecimento de energia renovável para EEZ	59
Tabela 3. 10 módulos fotovoltaicos mais eficientes em 2020	84
Tabela 4. Cinco maiores produtores mundiais de células e módulos fotovoltaicos	87
Tabela 5. Principais características das baterias de íons de lítio e de chumbo ácido utilizadas em edificações	99
Tabela 6. Modelos comerciais de baterias de íons de Lítio	101
Tabela 7. Comparação entre acoplamentos CA e CC	105
Tabela 8. Modelos comerciais de inversores híbridos (acoplamento CC) e bidirecionais (acoplamento CA)	106
Tabela 9. Designação e características dos quartéis escolhidos para o estudo.....	122
Tabela 10. Caracterização climática dos quartéis sob estudo	123
Tabela 11. Designação dos sistemas simulados	129
Tabela 12. Característica dos atendimentos elétricos dos quartéis	131
Tabela 13. Comparação entre GHI dos arquivos climáticos e os valores do Atlas Brasileiro de Energia Solar	132
Tabela 14. Características físicas e elétricas dos módulos utilizados.....	133
Tabela 15. Especificações dos inversores convencionais utilizados nas simulações de mc-Si CA e CdTe CA	134
Tabela 16. Especificações dos inversores híbridos utilizados nas simulações de mc-Si CC e CdTe CC	134
Tabela 17. Valores de percentuais adotados de acordo com intervalo de acumulado mensal de precipitação	135
Tabela 18. Percentuais mensais de sujeira a serem adotados em cada localidade (%)	136
Tabela 19. Bancos de baterias utilizados nas simulações	142
Tabela 20. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C1 (Manaus, AM)	158
Tabela 21. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	161
Tabela 22. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C3 (Castro, PR)	165
Tabela 23. Períodos de consumo obtidos para cada quartel	168
Tabela 24. Resultado preliminar do número de módulos a ser modelado em cada quartel	172
Tabela 25. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C1 (Manaus, AM).....	173
Tabela 26. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C2 (Campo Grande, MS).....	175
Tabela 27. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C3 (Castro, PR)	177
Tabela 28. Capacidades de armazenamento totais requeridas para cada cenário	178
Tabela 29. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C1 (Manaus, AM)	179
Tabela 30. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C1 (Manaus, AM) ..	179

Tabela 31. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	180
Tabela 32. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	181
Tabela 33. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C3 (Castro, PR)	182
Tabela 34. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C3 (Castro, PR)	183
Tabela 35. Capacidades de armazenamento absolutas (em kWh) e relativas (em kWh/kWp) dos sistemas simulados para os quartéis	184
Tabela 36. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	188
Tabela 37. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	191
Tabela 38. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês	195
Tabela 39. Sistemas selecionados para a análise do desempenho nos três climas	206
Tabela 40. Sistemas e dias escolhidos para a análise do impacto da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho	208
Tabela 41. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C1 (Manaus, AM)	227
Tabela 42. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C2 (Campo Grande, MS)	232
Tabela 43. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C3 (Castro, PR)	237
Tabela 44. Comparação dos resultados dos balanços energéticos anuais em 4 formas de cálculo nos três quartéis	280

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
B	Energia fornecida para a instalação militar pelo sistema de armazenamento
BAPV	<i>Building Applied Photovoltaics</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
C	Consumo da edificação ou instalação militar
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CEZ	Campus de Energia Zero
CICE	Comissão Interna de Conservação de Energia
c-Si	Silício monocristalino
DEC	Departamento de Engenharia e Construção
DoD	<i>Department of Defense</i> (Departamento de Defesa Americano)
DOD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
EB	Exército Brasileiro
EEZ	Edificação de Energia Zero
E_g	Energia do grupo gerador a diesel fornecida à instalação militar
E_{imp}	Energia importada da rede para a instalação militar
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCC	Fator de Compensação de Créditos
FT	Fator Tarifário
GD	Geração Distribuída
GHI	Irradiação Horizontal Global
IBC	Interdigitated Back Contact
IEA	Agência Internacional de Energia
ILR	<i>Inverter Loading Ratio</i> (taxa de carregamento do inversor)
IMEZ	Instalação Militar de Energia Zero
I_{mpp}	Corrente do ponto de máxima potência
INI-C	Instrução Normativa INMETRO - Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
I_{sc}	Corrente de curto circuito
LCO	Óxido de Cobalto e Lítio
LED	<i>Lighting Emission Diode</i> (Diodo Emissor de Luz)
LFP	Fosfato de Ferro e Lítio
LMO	Óxido de Manganês e Lítio

mc-Si	Silício policristalino
MD	Ministério da Defesa
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (Seguidor do Ponto de Máxima Potência)
NMC	Óxido de Cobalto, Níquel, Manganês e Lítio
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONU	Organização das Nações Unidas
OTAN	Organização do Tratado do Atlântico Norte
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PEF	Pelotão Especial de Fronteira
PERC	Passivated Emitted Rear Contact
PR	Performance Ratio
RD	Recurso Distribuído
RDE	Recurso Distribuído de Energia
RTQ-C	Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas
RTQ-R	Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Residenciais
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SOC	<i>State of Charge</i> (Estado de carga)
TC	Taxa de autoconsumo
TCO	Óxido Condutor Transparente
TS	Taxa de autossuficiência
UC	Unidade Consumidora
UE	União Europeia
V_{mpp}	Tensão do ponto de máxima potência
V_{oc}	Tensão de circuito aberto

LISTA DE SÍMBOLOS

CO ₂	Dióxido de carbono
%	Porcentagem
Ah	Unidade de medida de potência em ampère-hora
h	Horas
kWh/kW	Unidade de medida da produtividade do sistema fotovoltaico
kWh/m ² dia	Unidade de medida de radiação solar por área por dia
m ²	Unidade de medida de área em metros quadrados
mm	Unidade de medida de comprimento em milímetros
°C	Unidade de medida de temperatura em graus Celsius
R\$	Reais brasileiros
tep	Tonelada de equivalente de petróleo
US\$	Dólares americanos
V	Unidade de medida de tensão elétrica em volts
W	Unidade de medida de potência em watts e suas variações
Wh	Unidade de medida de potência em watt-hora e suas variações
Wh/m ²	Unidade de medida de densidade de consumo de energia por área
Wh/pessoa	Unidade de medida de densidade de consumo de energia por pessoa
Wp	Unidade de medida de potência do sistema fotovoltaico em watts e suas variações

(Página intencionalmente deixada em branco)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	33
1.1	Objetivo geral	36
1.2	Objetivos específicos	36
1.3	Justificativa e relevância do estudo	37
1.4	Estrutura do trabalho	39
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	40
2.1	Energia no meio militar	40
2.1.1	Contexto internacional.....	40
2.1.2	Contexto nacional	46
2.2	Panorama energético brasileiro	47
2.3	Edificações de Energia Zero	53
2.3.1	Ações preliminares.....	55
2.3.2	Balanço energético.....	56
2.3.3	Fontes renováveis de energia	58
2.3.4	Fronteiras	61
2.3.5	Implementação	63
2.4	Geração de energia renovável local	68
2.4.1	Geração descentralizada em sistemas conectados à rede	69
2.4.2	A utilização de sistemas de armazenamento na geração distribuída...	75
2.5	Sistemas fotovoltaicos acoplados com baterias (FV-baterias)	77
2.5.1	Células fotovoltaicos	77
2.5.2	Módulos fotovoltaicos	83
2.5.3	Arranjos fotovoltaicos	90
2.5.4	Inversores.....	92
2.6	Armazenamento de energia em baterias.....	96
2.7	Configurações comuns para sistemas FV-Baterias: acoplamentos CC e CA	102
2.8	Indicadores de desempenho e gerenciamento de energia	107
2.9	Pesquisas com sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e sistemas de armazenamento de energia	111
3.	MÉTODO	119

3.1	Caracterização dos estudos de caso	121
3.1.1	Quartéis selecionados como objetos de estudo	121
3.1.2	Caracterização climática dos locais	123
3.2	Análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações	127
3.3	Modelagens e simulações.....	128
3.3.1	Programa de simulação de desempenho utilizado	128
3.3.2	Sistemas fotovoltaicos.....	130
3.3.2.1	Dimensionamento preliminar	131
3.3.2.2	Dados climáticos da modelagem.....	132
3.3.2.3	Componentes dos sistemas fotovoltaicos.....	132
3.3.2.4	Coeficientes de perdas considerados na modelagem dos sistemas fotovoltaicos	134
3.3.3	Sistemas de armazenamento	136
3.3.3.1	Modelo matemático dos fluxos de energia nos quartéis.....	136
3.3.3.2	Dados de consumo e geração	139
3.3.3.3	Cenários para dimensionamento dos bancos de baterias ...	140
3.3.3.4	Bancos de baterias utilizados	141
3.3.3.5	Estratégias de despacho.....	143
3.4	Análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	145
3.4.1	Impacto do percentual de perdas por sujeira	146
3.4.2	Desempenho entre os sistemas dos quartéis	148
3.4.3	Impacto da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas	149
3.4.4	Geração de energia pelos sistemas	149
3.5	Análise do desempenho dos sistemas de armazenamento	150
3.6	Balanco energético	152
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	157
4.1	Análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações	157
4.2	Consumo de eletricidade e cálculo preliminar	168
4.3	Modelagem dos sistemas fotovoltaicos no SAM.....	172
4.4	Modelagem dos sistemas de armazenamento.....	178
4.5	Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	184

4.5.1	Impacto do percentual de perdas por sujeira.....	184
4.5.2	Desempenho entre os sistemas dos quartéis	198
4.5.3	Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho	208
4.5.4	Geração de energia dos sistemas dos quartéis.....	212
4.6	Desempenho dos sistemas de armazenamento	217
4.6.1	TS e TC anuais.....	218
4.6.2	TS e TC mensais	226
4.6.3	TS e TC diárias	240
4.6.4	Efeito do armazenamento nos dias referências para os cenários	245
4.6.5	Análise nos dias de maior e menor geração	255
4.6.6	Considerações finais sobre desempenho dos sistemas de armazenamento	263
4.7	Balanço energético.....	265
5.	CONCLUSÕES	282
5.1	Limitações do trabalho.....	288
5.2	Sugestões de trabalhos futuros.....	289
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	290
	APÊNDICE A. Superfícies excluídas da integração dos sistemas fotovoltaicos dos quartéis	307
	APÊNDICE B. Detalhamento dos sistemas fotovoltaicos dos quartéis.....	310
	APÊNDICE C. Resultados mensais de parcelas de energia compensadas e não compensadas	319
	APÊNDICE D. Comparação dos resultados mensais do balanço energético	329
	APÊNDICE E. Impacto do acoplamento das baterias no desempenho dos sistemas fotovoltaicos	333
	APÊNDICE F. Comparação das perdas relativas ao sistema de armazenamento	337
	ANEXO A. Datasheets dos módulos fotovoltaicos utilizados	338
	ANEXO B. Datasheet dos inversores híbridos utilizados	340
	ANEXO C. Datasheet dos bancos de baterias utilizados.....	341

(Página intencionalmente deixada em branco)

1. INTRODUÇÃO

Há uma grande diferença entre a dedicação da sociedade civil e das Forças Armadas quanto às preocupações energéticas. A principal motivação da sociedade civil em geral é cumprir os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável Agenda 2030 da ONU e mitigar os efeitos da provável extinção de recursos naturais devido ao uso pródigo. As Forças Militares de todo o mundo, em um nível estratégico mais importante, consideram o aumento da eficiência energética, a redução da demanda de energia e o aumento do uso de fontes de energia renováveis como uma oportunidade de preparação para os desafios do teatro de operações¹ do século XXI.

A União Europeia, em sua Estratégia de Segurança, explica que “não há desenvolvimento sustentável sem paz e segurança, nem paz sustentável sem desenvolvimento”, mostrando que o desenvolvimento sustentável e as ações militares estão intimamente ligados e devem ser perseguidos em conjunto (EEAS, 2012).

Entende-se que as bases militares não são mais seguras como antes da realidade digital e conectada do século XXI. Devido à grande conectividade de todos os equipamentos, as instalações militares tornaram-se pontos de vulnerabilidade. Isso tornou crucial dedicar atenção em como os quartéis obtêm e garantem o fornecimento de energia de modo a não afetar o desempenho de suas funções. As interrupções no fornecimento de energia por fontes externas não são descartadas e, como a capacidade operacional deve ser mantida em todas as circunstâncias, têm-se buscado aumentar a resiliência energética militar. Define-se resiliência energética militar como a habilidade das bases militares, fixas ou em missões, manterem suas capacidades operacionais em face de problemas relacionados ao fornecimento de energia (USA, 2019c).

O conceito de resiliência energética no meio militar passou a ser pauta em reuniões estratégicas de Defesa após as más experiências relacionadas à provisão de combustíveis para as tropas americanas durante os conflitos no Afeganistão e no Iraque no fim dos anos 2000. A dificuldade de acesso ao Afeganistão, por exemplo, fez com que o combustível para as bases americanas fosse transportado em caminhões partindo do Paquistão em grandes comboios que, por vezes, foram atacados – uma média de 1 ataque para cada 24 comboios e 170

¹ Teatro de operações refere-se ao espaço físico onde as ações militares de combate ocorrem.

funcionários mortos ou feridos apenas em 2007 (NYITRAI, 2017) – mostrando relação clara entre a demanda por combustíveis no campo de batalha e o número de militares mortos em ações de proteção dos tanques nos comboios (DELOITTE, 2009).

Além desse fator, pode-se citar ainda o alto gasto com combustível para abastecimento dos geradores a diesel das bases americanas. Em tempos de guerra, o transporte de um galão de combustível chegou a US\$ 400,00 ou mais, quando seu valor, em condições normais, era de apenas US\$ 1,04, e o valor do kWh produzido por um gerador a diesel custou quase 16 vezes mais que o valor da média nacional do kWh em 2011 (CLOSSON, 2013; NYITRAI, 2017).

Como exemplo do impacto da economia mundial mesmo em atividades militares em tempos de paz, os dados detalhados do consumo de energia e dos custos a ele relacionado de todos os entes públicos subordinados ao Departamento de Defesa Americano a partir do ano 2000 mostraram que o consumo de energia nas edificações manteve-se praticamente constante, enquanto o custo dessa energia cresceu US\$ 2 bilhões (CLOSSON, 2013). Por conta do impacto sofrido nos gastos militares com a flutuação dos preços do petróleo, Liska e Perrin (2010) alertaram para a necessidade de uma atenção maior dos agentes decisores com relação à disponibilidade de fontes de energia para as atividades militares.

Esse histórico contribuiu para que as Forças Armadas Americanas, as maiores do Ocidente, tomassem a vanguarda no desenvolvimento da resiliência energética em suas atividades e instalações, atendendo a diversos objetivos e submetendo-se a diferentes restrições com o foco de obter energia pelo menor custo possível, com alta confiabilidade e mínima vulnerabilidade, de modo a não prejudicar a operacionalidade militar (USA, 2019d).

Isso levou o meio militar mundial a considerar a energia como um fator determinante para o planejamento de operações militares, o que era anteriormente ignorado. O fornecimento bem-sucedido de energia para bases militares fixas ou em missão tornou-se essencial para a garantia de sucesso em episódios de combate. Algumas razões para isso são: a necessidade da manutenção da capacidade operacional no campo de batalha, a mitigação de problemas pós-conflito, o cumprimento das recomendações internacionais sobre cuidados com o meio ambiente e o aumento da conscientização a respeito da preservação ambiental nas tropas e na sociedade civil em que os militares têm acesso com suas ações (EEAS, 2012).

Várias iniciativas foram tomadas pela Organização do Tratado do Atlântico Norte (OTAN) nesse sentido. A União Europeia e a Organização das Nações Unidas também têm se

preocupado com a resiliência e a eficiência energética das atividades militares em seus contextos. As decisões das organizações refletem em ações específicas nas Forças Armadas dos países, que também consideram individualmente a energia como um fator crucial no teatro de operações militares em tempos de paz e em tempos de guerra.

Pertencendo ao setor público, a maioria das instalações militares em todo o mundo tem muitas edificações. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que as edificações e o setor de construção sejam responsáveis por 36% do consumo final de energia global e por 40% das emissões diretas ou indiretas de CO₂, e esse consumo continua crescendo a uma taxa de aproximadamente 3% ao ano (IEA, 2019a). A IEA mostrou que, nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), juntos, os setores de serviços, público e residencial – compostos basicamente de edificações –, foram responsáveis por 62,9% do consumo de eletricidade em 2016. Para os países não-OCDE, esse percentual foi de 37,8% (IEA, 2018). Esses altos percentuais ratificam o argumento de que as edificações são responsáveis por parte considerável do consumo de energia no mundo.

O elevado consumo de energia das edificações militares resulta em altas despesas públicas. Segundo um levantamento da Agência Contas Abertas, o Ministério da Defesa do Brasil recebeu o segundo maior orçamento para pagamento de contas de energia elétrica de suas instalações no ano de 2017 – um montante de R\$ 390,9 milhões (ABERTAS, 2018). As instalações militares, portanto, carecem de uma consideração responsável sobre o consumo energético direto ou indireto a elas associado.

Uma solução que alia medidas de eficiência energética, o conceito de resiliência energética militar, a utilização de fontes renováveis de energia e considerações sobre despesas com energia é o conceito de energia zero. Em que pese as definições desse conceito serem diversas a depender das especificidades da abordagem escolhida, em termos gerais uma Edificação de Energia Zero (EEZ) é aquela que possui demanda energética reduzida por meio de melhorias na eficiência e o consumo de energia remanescente é suprido por tecnologias renováveis (CRAWLEY *et al.*, 2009).

Em tempos de paz, uma abordagem de energia zero aplicada a instalações militares é singularmente útil para que não sejam gastos desnecessariamente recursos com energia ao invés de investimentos em áreas mais correlatas à atividade-fim das Forças. Além disso, por conta da autonomia energética, pode-se proporcionar maior conforto aos militares e a

diminuir da dependência de recursos federais que variam, uma vez que estão atrelados à política econômica governamental e mundial.

Existem alguns estudos sobre aplicação do conceito de energia zero ou quase zero a instalações militares com múltiplas edificações (CASE *et al.*, 2015; ZHIVOV *et al.*, 2010; ZHIVOV *et al.*, 2014; ZHIVOV; CASE, 2017a), considerando diferentes formas de transporte entre as edificações, além das necessidades específicas de energia para missões operacionais, os impactos sobre a missão e segurança, o custo da energia, a disponibilidade de recursos locais e o cumprimento das leis federais de energia (ANDERSON *et al.*, 2011). No entanto, aplicar o conceito de energia zero às instalações militares de maneira física e economicamente viável requer abordagens não convencionais de organização, implementação, financiamento e decisões técnicas (ZHIVOV; CASE, 2017b).

1.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é avaliar tecnicamente sistemas fotovoltaicos integrados às coberturas de edificações acoplados a sistemas de armazenamento de energia com a finalidade da aplicação do conceito de energia zero em instalações militares do Exército Brasileiro.

1.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral, foram propostos os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o potencial de integração de sistemas fotovoltaicos em edificações militares;
- Dimensionar e analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações militares em diferentes condições climáticas;
- Analisar a autossuficiência e o autoconsumo resultantes dos sistemas fotovoltaicos integrados às edificações militares e o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento em diferentes cenários; e
- Analisar o balanço energético adotados por quartéis com sistemas fotovoltaicos e de armazenamento em diferentes cenários de compensação de energia para obtenção do objetivo de energia zero.

1.3 Justificativa e relevância do estudo

A principal motivação desse trabalho é a necessidade de aumentar a resiliência energética das instalações do Exército Brasileiro. Isso foi buscado com o aproveitamento das excelentes condições brasileiras para geração fotovoltaica e com a utilização de sistemas de armazenamento para aumentar a autonomia energética dos quartéis.

Essa motivação está em consonância com os parâmetros básicos a respeito do preparo das Forças Armadas, no caso específico de suas instalações, conforme preconiza a Lei Complementar nº 97, de 9 de junho de 1999, que trata sobre a organização, o emprego e o preparo das Forças Armadas do Brasil (BRASIL, 1999):

Art. 14. O preparo das Forças Armadas é orientado pelos seguintes parâmetros básicos:
I - permanente eficiência operacional singular e nas diferentes modalidades de emprego interdependentes;
II - procura da autonomia nacional crescente, mediante contínua nacionalização de seus meios, nela incluídas pesquisa e desenvolvimento e o fortalecimento da indústria nacional;
III - correta utilização do potencial nacional, mediante mobilização criteriosamente planejada.

As Forças Armadas brasileiras, em especial o Exército, que é o foco deste estudo, devem seguir a tendência global de adaptar a atividade militar às demandas de cuidados ambientais, desenvolvimento sustentável e eficiência energética, especialmente após a aceitação do país como um aliado prioritário extra-OTAN pelos Estados Unidos em 2019, o que intensificará a cooperação entre os países no campo militar (USA, 2019b) e trará desafios e grandes oportunidades à Defesa Nacional.

O Brasil ainda não possui um desenvolvimento específico dentro de suas Forças Armadas sobre resiliência energética. Entretanto, diversas iniciativas têm sido tomadas pelas Forças Armadas do Brasil quanto a eficiência energética e sustentabilidade. As três Forças têm realizado seminários e simpósios visando ampliar o entendimento e fomentar práticas de eficiência energética em seus quadros e tem havido cooperação com instituições de pesquisas para capacitação de pessoal na área (AFA, 2012; BRASIL, 2017; MB, 2016).

A Instrução Normativa nº 02/2014 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão resultou no aumento do interesse na etiquetagem de edificações militares, mas como não foram previstos mecanismos de punição para os órgãos que não cumprissem a etiquetagem e pela burocracia na definição dos Organismos de Inspeção Acreditada junto ao Inmetro, os resultados práticos têm sido pouco significativos no contexto de obras públicas.

Em 2020, apenas cinco edificações militares haviam recebido a etiqueta – quatro do Exército e uma da Força Aérea (BRASIL, 2020d).

As resoluções da ANEEL quanto à geração distribuída (GD) impulsionaram diversas iniciativas quanto ao uso de fontes renováveis com geração conectada à rede em instalações militares, especialmente por meio de sistemas fotovoltaicos que utilizam o excelente potencial de geração solar que o Brasil possui, como os sistemas instalados na Base Área de Santa Maria e o Quartel General do Exército em Brasília (AVO, 2016; FAB, 2020). A geração fotovoltaica também tem sido adotada em unidades militares isoladas. Exemplos disso são os quartéis em Tiriós, Tunuí e Surucuru, e há projetos em execução para Pelotões Especiais de Fronteira (PEF) no estado do Mato Grosso (BRASIL, 2017; RIBEIRO, 2018).

O lançamento do Programa Exército Brasileiro Sustentável, em 2019, foi um marco histórico importante para o desenvolvimento do tema do EB. Uma das áreas específicas do Programa é Energia, com enfoque em geração distribuída e atendimento a quartéis isolados. Entretanto, ainda não há estudos acadêmicos a respeito do uso de tecnologias renováveis para atendimento elétrico em quartéis do Exército, sejam eles conectados à rede ou isolados.

Para os quartéis conectados à rede, é recomendada a redução do gasto público com energia elétrica, o que pode ser obtido valendo-se dos benefícios da legislação brasileira para geração distribuída, buscando soluções ainda melhores com a inclusão de sistemas de armazenamento, que são consideradas tendências futuras para aplicações em larga escala de sistemas fotovoltaicos por conta da redução dos preços das baterias.

Estão previstas modificações na regulação da GD no Brasil, o que tem causado algumas incertezas quanto ao futuro dessa modalidade de geração. Ao considerar-se mais adequadamente os problemas, entretanto, percebe-se que, independentemente dos cenários resultantes da alteração na regulação, há boas perspectivas para sistemas fotovoltaicos associados com sistemas de armazenamento. Esse tipo híbrido de geração de energia é uma abordagem não trivial que permite formular estratégias adequadas para que instalações militares brasileiras possam caminhar em direção ao status de energia zero.

Aplicar o conceito de energia zero a instalações militares do Exército Brasileiro com a utilização de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia contribui para o aumento da resiliência energética do Exército, pavimentando um caminho para uma visão holística sobre como a energia é um fator determinante para o fiel cumprimento das missões constitucionais da Força Terrestre.

1.4 Estrutura do trabalho

Após esta introdução, é apresentada uma extensa Revisão Bibliográfica no Capítulo 2, abordando temas como: energia no meio militar internacional e nacional; contexto energético brasileiro; conceito de energia zero; estado-da-arte de sistemas fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento; formas de acoplamento; e pesquisas correlatas.

O Capítulo 3 contém o método que esse trabalho seguiu, com a definição de energia zero aplicada a instalações militares considerada, as caracterizações dos locais e objetos dos três estudos de caso, o programa de simulação utilizado com os dados de entrada considerados, os parâmetros usados na análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos e dos sistemas de armazenamento e como o balanço energético foi calculado.

Os resultados e as discussões são apresentados no Capítulo 4, seguindo a ordem do método e, de acordo com a subseção, os resultados por quartel foram apresentados. O Capítulo 5 contém as considerações finais e as conclusões dessa pesquisa, identificando pontos fracos e sugerindo futuros trabalhos. O Capítulo 6 contém as referências bibliográficas. Além desses capítulos, esse trabalho possui os Apêndices A, B, C, D, E e F, que apresentam detalhamentos dos resultados, e os Anexos A, B e C, com informações técnicas dos componentes selecionados para as simulações.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta revisão está estruturada da seguinte forma: 2.1 apresenta uma visão geral de como o meio militar internacional e nacional está lidando com energia em suas edificações; 2.2 apresenta o contexto energético nacional; 2.3 traz uma revisão sobre Edificações de Energia Zero ou Positiva (definições, fronteiras, balanço energético etc.) e a aplicação do conceito a grupos de edificações; 2.4 aborda as definições de geração descentralizada em sistemas conectados à rede e a tendência da aplicação de sistemas de armazenamento de energia. 2.5 e 2.6 apresentam os componentes de sistemas fotovoltaicos e dos sistemas de armazenamento de energia por baterias eletroquímicas, respectivamente; 2.7 descreve as formas de acoplamento desses sistemas; em 2.8 são apresentados parâmetros de avaliação de desempenho desses sistemas no contexto de grupos de edificações; e, finalmente, em 2.9 é apresentada uma compilação de trabalhos que aplicaram sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento.

2.1 Energia no meio militar

2.1.1 Contexto internacional

A OTAN tem se comprometido em “trabalhar em direção a uma significativa melhoria da eficiência energética de suas forças militares” (NATO, 2012), pois considera que a segurança energética traz segurança para a sociedade civil e tem grande impacto também em operações militares em que os países aliados participam. Por isso, a OTAN tem buscado estratégias de desenvolvimento energético, tais como o uso de fontes renováveis de energia, a proteção de infraestrutura de energia em zonas críticas e o aumento da eficiência energética das operações militares levando em consideração as implicações relativas à segurança. O objetivo é aumentar a resiliência das tropas por meio do uso de fontes de energia estáveis e confiáveis, da diversificação dos ramais de alimentação elétrica e das fontes de energia e da interconectividade entre as redes de energia (NATO, 2018). Em 2013, publicou uma resolução² reconhecendo a urgência da destinação de recursos, a despeito das pressões orçamentárias,

² Resolução 407 *New energy ideas for NATO militaries: building accountability, reducing demand, securing supply* (Novas Ideias para os Militares da OTAN: construindo prestação de contas, reduzindo demanda e assegurando suprimento).

para pesquisas visando a melhoria da eficiência energética em instalações e operações militares. Destacaram-se, entre as prioridades estabelecidas, uma prestação de contas efetiva do consumo energético, a redução da demanda energética de instalações fixas ou em operação e a diversificação de fontes de energia (NATO, 2013). Por conta desse enfoque, a OTAN lançou uma estrutura e um conceito³ para atividades militares sustentáveis. Dentre as políticas previstas para instalações, destaca-se a recomendação para geração e gerenciamento de energia, prevendo planejamento e coordenação de critérios de geração e a utilização de diversas formas de geração de energia em conjunto⁴. A Unidade de Eficiência Energética do Exercício de Capacidade Logística coordenado pelo Centro de Excelência de Segurança Energética⁵ na Polônia em 2019 realizou ações para harmonização de dados de energia por meio de uma ferramenta universal, que atua por meio de medições para obter uma compreensão dos principais fluxos de energia, otimizando a geração de energia e melhorando o armazenamento, a distribuição e o consumo de energia. Além disso, utilizaram geradores a diesel modernos, unidades de geração de energia híbrida, módulos fotovoltaicos, *software* de controle de micro redes, aparelhos de ar-condicionado com alta eficiência energética, lâmpadas LED, kits de medição de energia não intrusivos etc. (NATO, 2014).

A Organização das Nações Unidas também está empenhada em considerar responsabilmente o consumo de energia. A Estratégia para Neutralidade Climática das Nações Unidas, lançada em 2007, exigiu o compromisso de todas as agências, fundos e programas da ONU em avançar para a neutralidade climática⁶ (UN, 2014). O inventário de emissões de gases do efeito estufa de toda a ONU mostrou que as maiores emissões eram resultantes do consumo de diesel em geradores de energia elétrica ou em viaturas militares operacionais e do combustível utilizado nos aviões – somados, totalizaram 56% do total das emissões de gases do efeito estufa de toda a ONU (NYITRAI, 2017).

Por isso, a ONU tem demonstrado preocupação com a proteção do meio ambiente e a gestão de recursos naturais em nível global nas ações militares em que as forças armadas dos países da organização atuam – as Missões de Paz, como são conhecidas, ou *Peacekeeping*. Nesse contexto, a iniciativa *Greening the Blue*⁷ tem o objetivo de reduzir o consumo de

³ *Green Defence Framework, NATO Framework for Green Defence e NATO Green Defence Concept* (NYITRAI, 2017)

⁴ *Policy on Power Generation for Deployed Force Infrastructure*

⁵ *NATO Energy Security Centres of Excellence*

⁶ Neutralidade climática é a compensação total das emissões de gás carbônico geradas por suas atividades (UN, 2014).

⁷ *Greening the Blue* significa “Esverdeando os Azuis”, em referência à cor dos capacetes que os militares utilizam nessas missões.

recursos naturais e a produção de resíduos, de reduzir potenciais conflitos com as comunidades locais, de proteger o meio ambiente, de tornar as operações da ONU como referência para práticas sustentáveis e de reduzir o custo das missões de paz, melhorando a autossuficiência e a resiliência dos *peacekeepers* (UNEP, 2019).

Com relação às iniciativas, destaca-se o estudo na base da Missão de Paz da ONU no Timor Leste que apontou que o uso de energia renovável e medidas de eficiência poderiam reduzir o consumo da base de 13.300 MWh para 7.200 MWh com um *pay-back* do investimento menor que 3 anos (UNEP, 2012). O escritório do UNICEF no Haiti tornou-se o primeiro escritório no país a ser completamente atendido por energia solar. O escritório da ONU no Nepal recebeu a instalação de um sistema de geração solar fotovoltaica com 426 módulos (potência de 120 kWp e geração de 196 MWh/ano) e baterias de lítio com capacidade de armazenamento de 204 kWh para a alimentação elétrica dos computadores, das lâmpadas LED, das impressoras e equipamentos da sala do servidor (UNEP, 2018; WHO, 2020).

Para diminuir o elevado consumo das edificações da União Europeia, foi elaborada em 2002 e reformulada em 2010 a Diretriz 2010/31/EU, estipulando metas para o Desempenho Energético das Edificações⁸ (ZHIVOV *et al.*, 2014). Entre as metas, todas as edificações de propriedade ou ocupadas pelo poder público deveriam ser de Energia Quase Zero até 31 de dezembro de 2018. As demais edificações também possuem o mesmo objetivo no prazo de 31 de dezembro de 2020 (EU, 2010). A Agência Europeia de Defesa (EDA) elaborou um documento contendo os dados de consumo energético relativos à Defesa de 2016 e 2017 de 22 dos Estados-Membros. O consumo anual do Departamento de Defesa é comparado ao consumo de um país europeu como um todo. O documento explicitou que ainda há um longo caminho para uma participação considerável de fontes renováveis na matriz energética das Forças Armadas Europeias – em 2017, apenas 0,64% (41.052 MWh) do consumo energético foi proveniente de geração renovável no local (EDA, 2019c).

A EDA lançou, em 2011, uma iniciativa conhecida como “Sustentabilidade Militar” (*Military Green*) com o objetivo de cumprir as exigências legais da União Europeia com relação ao cuidado do meio ambiente em atividades militares, definindo princípios e responsabilidades para isso (NYITRAI, 2017). Dentro dessa iniciativa, o Programa de Energia e Meio Ambiente⁹ foi concebido para criar e compreender de maneira abrangente a gestão de

⁸ *Energy Performance of Buildings Directive*

⁹ *Energy and Environment Programme*

energia das atividades militares, além de identificar soluções que integram tanto a redução de energia quanto a diminuição do impacto ambiental (EDA, 2015b). Dentre as ações desse programa, destacam-se os contratos de compra de energia¹⁰, o Demonstrador Técnico de Eficiência Energética para Campos Militares¹¹ e o Fórum de Consulta sobre Energia Sustentável no Setor da Defesa e Segurança¹².

O Departamento de Defesa Americano (DoD) é o maior consumidor de energia entre as agências federais dos Estados Unidos da América, sendo responsável por 77% do consumo de energia de todas as agências federais em 2018 – aproximadamente 202,4 bilhões de kWh consumidos em 2018 (USA, 2019a). A Instrução 4170.11 estabeleceu um programa de energia descentralizado, com recursos do Governo e de fundos privados, para o gerenciamento de energia das instalações. Ficaram sob responsabilidades dos gestores da instalação a conscientização, o desenvolvimento e a implementação de projetos de energia, a garantia de que os projetos desenvolvidos seguissem princípios de sustentabilidade e o cumprimento dos objetivos energéticos federais. Dentre as estratégias de implementação dessa instrução estão: a identificação de demanda crítica de energia e preparo para situações emergenciais (sistemas de *back-up*); atenção à infraestrutura, aos equipamentos, ao combustível e aos testes do sistema de geração de energia, não limitando-os apenas a geradores a diesel, mas fazendo uso de fontes renováveis com geração distribuída; e compra de energia proveniente de fontes renováveis e geração, nos quartéis, de energia proveniente de fontes alternativas renováveis, tais como eólica, solar, biomassa, geotérmica etc. Além disso, soluções conectadas à rede e isolados deveriam ser buscadas quando fossem economicamente viáveis (USA, 2018a).

O DoD também lançou critérios com requisitos gerais quanto a eficiência energética¹³ e padrões altos de eficiência energética e desempenho¹⁴ (USA, 2018b), estabelecendo

¹⁰ *Power Purchase Agreements*: modelo de negócios conhecido como “Forças Armadas Europeias Sustentáveis”. O projeto-piloto forneceu acesso aos telhados e aos terrenos de instalações militares de sete Estados-membro para produção de eletricidade usando tecnologia fotovoltaica, cortando assim custos da implementação de fontes alternativas nas bases militares, tudo em um único negócio. O investimento veio por meio de uma parceria público-privada, que ficou responsável pelo desenvolvimento, pela instalação e pelo gerenciamento da vida útil das usinas (EDA, 2012b, a, 2015a, 2019a).

¹¹ *Smart Energy Camp Technical Demonstrator*: sistema de gerenciamento de demanda do ambiente militar com o objetivo de testar a eficiência de diversos tipos de módulos fotovoltaicos em condições climáticas específicas, de testar a integração de fontes renováveis de energia com armazenamento por baterias, de testar tecnologia de gestão de demanda e o impacto nos habitantes do local, de coletar dados confiáveis para análise e desenvolvimento de *benchmarks* para servirem como ferramentas de suporte para as operações da Política de Defesa e Segurança Comum da União Europeia (EDA, 2017b)

¹² *Consultation Forum for Sustainable Energy in the Defence and Security Sector*: conjunto de reuniões plenárias e grupos de trabalho com especialistas da área de defesa juntamente com os de energia, a fim de compartilharem informações e melhores práticas de gestão de energia (EDA, 2019b). A segunda fase do fórum buscou: reformular os padrões para Edifícios de Energia Quase Zero; viabilizar projetos de energia distrital; e alavancar o desenvolvimento de edificações inteligentes e de *smart grids* de fácil implantação (EDA, 2017a).

¹³ *Unified Facilities Criteria – UFC 1-200-01 DoD Building Code – General Buildings Requirements*

¹⁴ *Unified Facilities Criteria – UFC 1-200-02 – High Performance and Sustainability in Buildings*

princípios de projeto, dando atenção na fase de planejamento e no projeto, avaliando as estratégias adotadas, o local e a adequação do projeto (orientação, isolamento térmico, potencial para iluminação e aquecimento solar, acessibilidade etc.), bem como estabelecendo estratégias de comissionamento. Deveriam ser levados em consideração o clima, a infraestrutura, a compatibilidade com as missões operacionais do quartel em específico e os efeitos na qualidade da rede elétrica do quartel. Os quartéis deveriam ser incentivados a instalação de geração renovável localizada ou em todo o quartel (USA, 2018c).

Há recomendações específicas para sistemas de energia renováveis¹⁵ (escolha dos módulos e suas formas de disposição, escolha dos inversores, como deve ser prevista a interligação dos sistemas de geração no local à rede da instalação militar, previsão de sistemas de *back-up* e meios de não-interrupção do fornecimento de energia para as instalações etc.). Recomenda-se, por exemplo, que os módulos fotovoltaicos sejam instalados com inclinação igual à latitude mais ou menos 10 graus, com atenção para não haver sombreamento entre as linhas de módulos no período de maior irradiação. Há a recomendação das seguintes ferramentas para determinação de potencial de geração solar: mapa de irradiação solar, *PVSyst*, *PVWatts*, *Solar Prospector*, *SAM (System Advisor Model)*. Recomendaram também a avaliação do sombreamento por meio do *Solar Pathfinder* e do *Solmetric SunEye* (DOD, 2015).

Com o objetivo de implementar o conceito de energia zero em suas bases militares, o Exército Americano lançou a Iniciativa de Energia Zero do Exército. Foram selecionados dezessete quartéis para a implementação piloto da iniciativa (KINGERY *et al.*, 2019). O objetivo dos projetos-piloto foi servir como campos de teste para as tecnologias e conceitos cobrindo a maior diversidade de tipos de edificações do Exército, de todos os Comandos de Área. Até o fim do ano fiscal de 2015, os projetos pilotos apresentaram uma redução de 5% no consumo energético e em 13% a intensidade de uso da energia (medida em energia por área) e tiveram uma geração de 28.700 MWh advindos de fontes renováveis (USA, 2016).

O Ministério da Defesa da Espanha lançou a Estratégia de Tecnologia e Inovação de Defesa¹⁶, que é uma ferramenta pública de referência para melhorar a coordenação e gerenciar com mais eficiência as pesquisas e inovações tecnológicas no Ministério. Alguns dos objetivos relacionados à energia são: o desenvolvimento de sistemas mais eficientes para a geração e/ou armazenamento de energia elétrica; o desenvolvimento de sistemas de geração

¹⁵ *Unified Facilities Criteria – UFC 3-440-01 – Facility-scale renewable energy systems*

¹⁶ *ETDI (Estrategia de Tecnología de Defensa e Innovación)*

e gerenciamento de energia em plataformas militares; a introdução de combustíveis renováveis alternativos com baixo impacto ambiental, a fim de diversificar a cadeia de suprimento de energia e reduzir a cadeia logística; e a redução da dependência de combustíveis fósseis para gerar eletricidade, com a inclusão de sistemas de autogeração, aumento da segurança energética e desenvolvimento de usinas de geração de energia no local usando biomassa (ESPAÑA, 2010, 2015).

O Portal de Tecnologia e Inovação do Ministério da Defesa promove a integração de toda a comunidade tecnológica nacional de Defesa, concentrando publicações de diversas pesquisas relacionadas à área de inovação tecnológica em Defesa. Um dos estudos apresentados pela empresa *Albufera Energy Storage* mostrou um sistema de armazenamento com baterias para bases militares remotas. Esse estudo aponta baterias de íons de lítio como a melhor opção para atividades militares em comparação com baterias de chumbo-ácido, pois, apesar de requererem maior investimento financeiro inicial, apresentam maior vida útil, menor peso e tamanho, menor tempo de descarga e maior capacidade de descarga momentânea (ESPAÑA, 2018).

As empresas *Albufera Energy Storage*, *HidraRedox* e a *Hybrid Energy Storage Solutions* apresentaram sistemas de gerenciamento de energia para quartéis que possuem geração renovável e sistemas de armazenamento, com aplicações especiais em bases em missões remotas. Destacou-se a importância do dimensionamento correto dos sistemas de armazenamento de acordo com a capacidade necessária para a atividade militar e do controle dos equipamentos eletrônicos que compõem o sistema de geração e armazenamento de energia da instalação militar permitindo otimização dos ativos energéticos (ESPAÑA, 2018).

Na Austrália, um país aliado especial extra-OTAN desde 1987, o Ministério da Defesa desenvolveu uma estratégia abrangente de gerenciamento de energia com a instalação de medidores nas bases, visando um melhor monitoramento e gerenciamento de energia, com usos finais (AUSTRALIA, 2007b). A Política de Energia de Defesa estabeleceu que está comprometida em reduzir o consumo de energia, as emissões e a demanda de gases de efeito estufa, promovendo mudanças culturais permanentes em relação ao gerenciamento de energia em toda a organização e demonstrando a todas as partes interessadas a melhoria contínua do desempenho energético em relação às metas e aos parâmetros de referência apropriados (AUSTRALIA, 2007a). Um dos objetivos da Estratégia de Energia de Defesa para 2014-2019 era a utilização de fontes renováveis e alternativas de energia, aumentando a

geração na Defesa e mantendo-se atualizado com as novas tecnologias renováveis (AUSTRALIA, 2014). Entre os requisitos exigidos no Manual de Infraestrutura Inteligente, o recomendou-se considerar a inclusão de uma ampla área de geração e armazenamento renováveis nas edificações, a funcionalidade de *smart grids* e a geração e o armazenamento de fontes renováveis de energia em pequena e grande escala (AUSTRALIA, 2019).

2.1.2 Contexto nacional

As ações de eficiência energética e de cuidado ambiental nas Forças Armadas do Brasil têm, em sua maioria, foco nas instalações militares, sendo escassas as relativas às operações militares. O Ministério da Defesa do Brasil (MD) lançou o Livro Verde de Defesa em 2017, em consonância com a atualização dos documentos oficiais brasileiros relacionados à Defesa¹⁷. O documento aborda diversas ações das Forças Armadas em relação à gestão, recuperação e manutenção do meio ambiente e sustentabilidade. Sobre sustentabilidade, foram definidas três perspectivas pelo MD: (1) o uso ideal de energia; (2) o manuseio de resíduos e substâncias; e (3) a maneira como as instalações militares são construídas e mantidas (BRASIL, 2017). O Livro Verde de Defesa, entretanto, é um documento informativo, não contendo metas ou obrigações estabelecidas para a aplicação das agências de Defesa com relação ao tema. O documento ratifica o compromisso constitucional das Forças Armadas com relação ao cuidado ambiental (BRASIL, 2017). No âmbito do MD, não há legislação específica sobre eficiência energética, sustentabilidade ou uso de fontes renováveis de energia

O Exército Brasileiro é a maior das três Forças Armadas do Brasil, com um efetivo de mais de 218.865 mil militares (quase 62% do efetivo do Ministério da Defesa, contra 18% da Marinha e 20% da Aeronáutica). São mais de 1.361 Organizações Militares ocupando mais de 1.850 imóveis em todas as regiões do país (BRASIL, 2020c, b; CASTRO, 2016).

Com o foco em eficiência energética e sustentabilidade em edificações do Exército, foram desenvolvidas pesquisas: Rodrigues (2015) propôs um método de avaliação de eficiência energética para edificações residenciais militares do Exército utilizando o método de simulações do RTQ-R; Rachid (2018) avaliou a eficiência energética de uma edificação em construção pelo método prescritivo do RTQ-C e Pimentel e Barbosa (2019) mostraram os resultados da mesma edificação de acordo com a rede neural proposta na INI-C; Teixeira

¹⁷ Política Nacional de Defesa, Estratégia Nacional de Defesa e Livro Branco de Defesa Nacional

(2018) elaborou um método de estruturação de dados de modelagem para utilização do processo BIM e desenvolveu uma ferramenta computacional visando a etiquetagem da eficiência energética de projetos de edificações militares; e Mayer (2018) explicitou a importância da geração distribuída para a Defesa nacional. Há também cooperação internacional por meio de intercâmbios de pesquisadores em centros de pesquisa do Corpo de Engenheiros do Exército Americano.

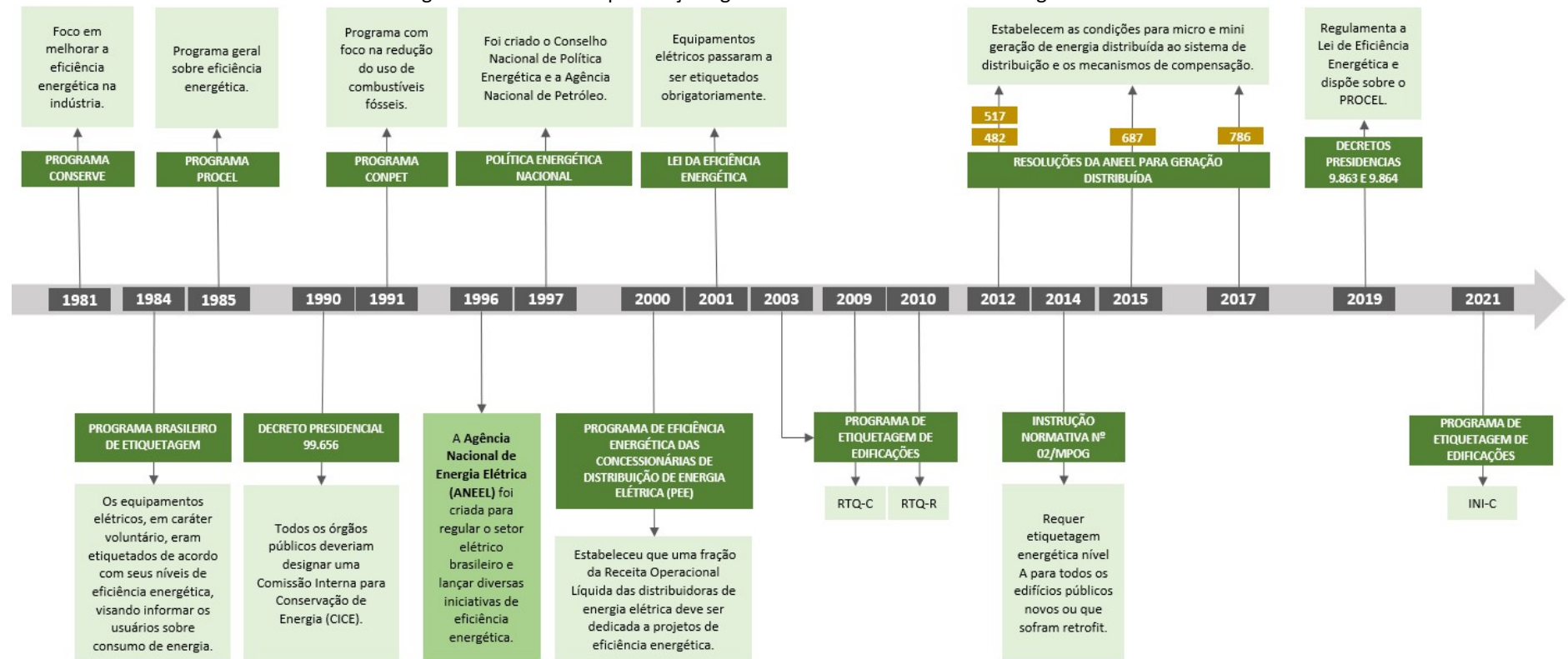
Um marco histórico na abordagem do Exército sobre eficiência energética e sustentabilidade aconteceu em 2019 com a realização do Seminário Exército Brasileiro Sustentável (EB Sustentável) e o lançamento do Programa homônimo. O evento contou com a participação de profissionais da área nacionais e internacionais. O programa tem ações nas áreas de energia (energias renováveis, geração distribuída, sistemas isolados, eficiência energética em edificações), materiais, água, poluição e resíduos (EB, 2019).

A Diretoria de Obras Militares concentra as ações do programa e lançou Cadernos de Orientações para as Organizações Militares com o objetivo de aumentar a eficiência energética nas instalações militares quanto à redução do custo de energia elétrica e de água, à manutenção de quartéis e residências militares e ao uso de sistemas solares (BRASIL, 2019a, b, 2021a). A Portaria nº 65-DEC, de 17 de maio de 2019, aprovou as Instruções Reguladoras para a elaboração, apresentação e aprovação de projetos de obras militares no Exército. Dentre as exigências, há requisitos específicos quanto a sustentabilidade, como a obediência a recomendações quanto a eficiência energética, uso racional, reuso e reaproveitamento de águas residuais e pluviais, redução na geração de resíduos sólidos e planejamento quanto ao correto gerenciamento do lixo (BRASIL, 2019c).

2.2 Panorama energético brasileiro

Há uma série de regulações relativas à eficiência energética que o Governo Brasileiro tem feito ao longo das décadas e que as Forças Armadas, como agentes públicos, devem se submeter (Figura 1). Seguindo o previsto no Art. 4º da Lei nº 10.295/2001 (conhecida como Lei da Eficiência Energética) (BRASIL, 2001), em 2003 foi lançado o Programa Brasileiro da Etiquetagem para Edificações (PBE Edifica). Foram lançados o Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas (RTQ-C) em 2009 e de Edificações Residenciais (RTQ-R) em 2010.

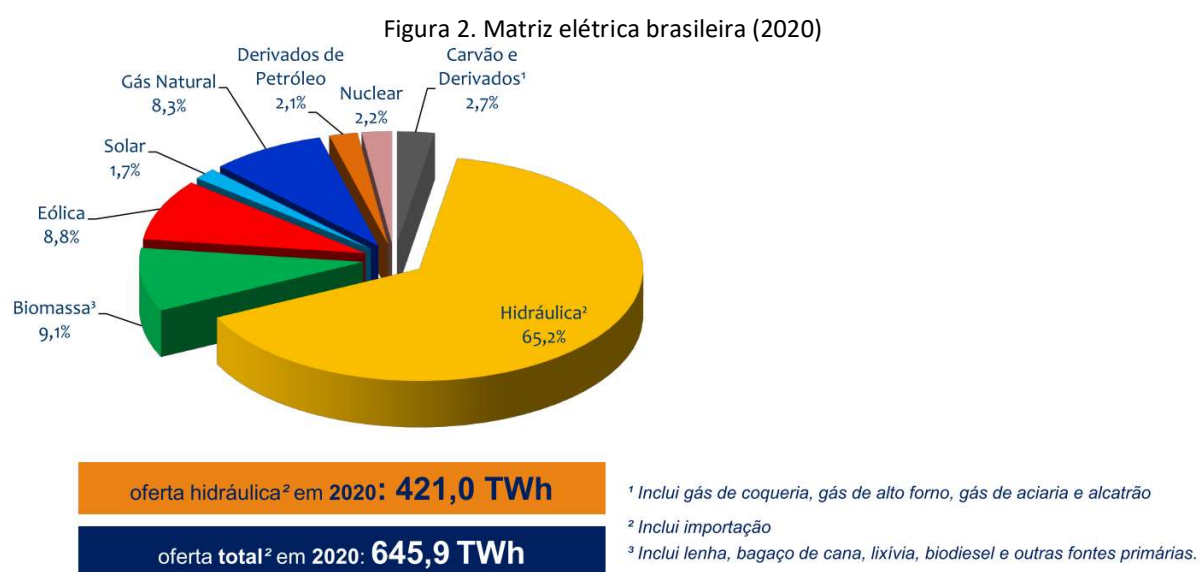
Figura 1. Linha do tempo de ações governamentais em eficiência energética no Brasil



Por meio da Portaria nº. 42, de 24 de fevereiro de 2021 foi lançada a Instrução Normativa Inmetro – Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas (BRASIL, 2021b). No Poder Público, esses regulamentos ganharam atenção após a publicação da Instrução Normativa Nº 02/2014, pelo então Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, que estabeleceu que fosse exigida, na aquisição ou locação de máquinas e aparelhos pelos órgãos públicos, equipamentos com Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) nível “A” e que edificações novas ou que passem por *retrofit* e que tenham área superior a 500m² tenham seus projetos e obras etiquetados com ENCE Geral de projeto e de Edificação Construída nível “A” (BRASIL, 2014).

O consumo de energia elétrica no país foi de 482.226 GWh em 2019, sendo 15.752 GWh do poder público (3,3% do total). O consumo de eletricidade por edificações é a principal forma de consumo dos setores residencial, comercial e público, sendo responsáveis por 91,9% do consumo do setor comercial e por 92,6% do residencial. As edificações são responsáveis por 16% do consumo de energia primária no país e por 50,5% do consumo de eletricidade (BRASIL, 2020e; EPE, 2019a, b, 2020).

A matriz energética brasileira (Figura 2), em comparação com a de outros países, é predominantemente composta de fontes renováveis. A participação de renováveis foi de 48,4% em 2020, contra uma média de 13,8% (mundo) e de 11% (países da OCDE), ambos em 2018. Quando se analisa a matriz elétrica, o percentual de participação no caso brasileiro chega a 84,8% em 2020, contra 23% (mundo 2018) e 27% (OCDE 2019). Em 2020, a oferta interna de energia no país foi de 287,6 x 10⁶ tep (EPE, 2021).



A alta participação de renováveis na matriz elétrica é decorrente da utilização do grande perfil hídrico brasileiro para geração, responsável por 65,2% da energia elétrica em 2020, equivalente a 396.327 GWh gerados em 2020 (EPE, 2021). A energia é gerada em grandes usinas hidrelétricas que abastecem o Sistema Interligado Nacional (SIN), transmitindo e distribuindo para a maior parte do país.

As usinas hidrelétricas, apesar de possuírem um combustível renovável, demandam muito capital para construção e a intermitência hídrica leva a muitos acionamentos de usinas termelétricas para suprir a demanda do país, o que eleva a tarifa de energia (ALTOÉ *et al.*, 2017; GUIMARÃES, 2019). Além disso, pela centralização da geração nas usinas e a grande distância aos consumidores, uma parcela considerável de energia é perdida em transmissão e distribuição (em 2020, 27,6% da eletricidade gerada foi perdida¹⁸) (EPE, 2021). Esses fatores apontam para a necessidade de investimento em outras formas de geração de energia no país, em especial de forma descentralizada (ALTOÉ *et al.*, 2017).

Dentre as outras fontes renováveis utilizadas no Brasil, destaca-se a eólica e a solar, com 8,8% e 1,7%, respectivamente, da oferta total de energia elétrica em 2020 (EPE, 2021). Apesar desse pequeno percentual, a energia solar tem crescido muito no Brasil especialmente após as regulações que a ANEEL estabeleceu na última década com relação à geração distribuída (Resolução Normativa 482/2012 e suas alterações) (ANEEL, 2012a). Essa resolução deu origem aos usuários da rede de distribuição das concessionárias que, ao mesmo tempo, consomem energia da rede e exportam energia para a rede – tais consumidores têm sido chamados de prosumidores¹⁹.

A Resolução 482 estabelece o sistema de compensação de energia elétrica aos prosumidores: a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela Unidade Consumidora (UC) será cedida para a distribuidora, sendo considerada crédito de energia que poderá ser utilizado pela UC em um prazo de até 60 (sessenta) meses. Quando a compensação de energia ocorre em baixa tensão, as UCs com geração distribuída não pagam a rede de transporte nem os valores relativos a encargos e perdas, pagando apenas o valor da compra de energia, que é compensada pela energia injetada. A regulamentação definiu excedente de energia como a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida (para UC única) ou como igual à

¹⁸ Essas perdas envolvem as perdas técnicas (devido ao transporte, ou seja, transmissão e distribuição) e perdas comerciais, não técnicas (relacionadas a furto ou roubo de energia). Na geração distribuída, esses dois tipos de perdas são evitados.

¹⁹ Prosumidores é uma adaptação do termo em inglês “*prosumer*”, um neologismo formado pelas palavras “*producer*” (produtor) e “*consumer*” (consumidor) de energia.

energia injetada (para múltiplas UCs). O excedente de energia que não tenha sido compensado na própria UC geradora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras UCs, que podem ser agrupadas das três seguintes formas: empreendimento com múltiplas UCs, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

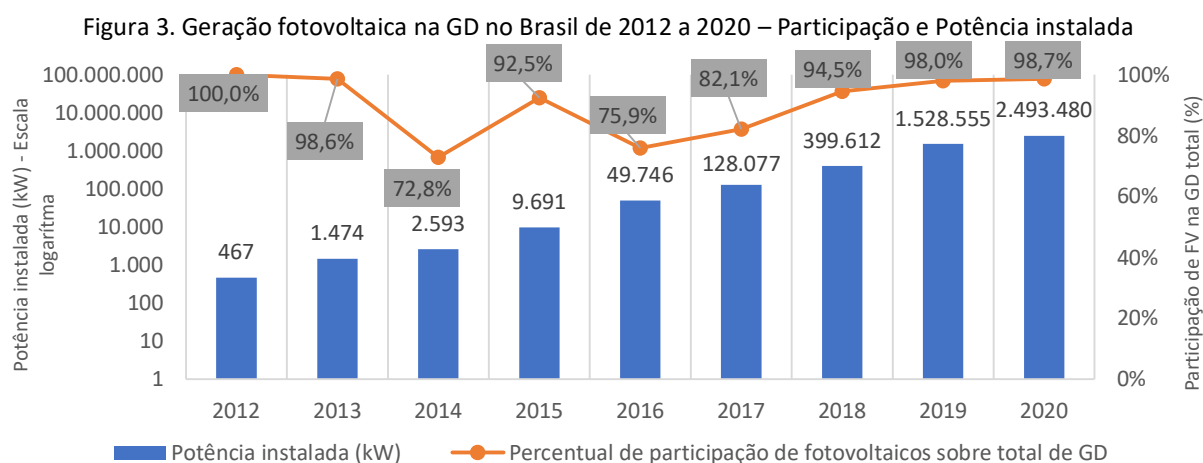
A regulação da geração distribuída pela ANEEL resultou em um grande aumento de UC com geração distribuída no país. São quatro tipos de geração: centrais geradoras hidrelétricas de capacidade reduzida (PCH), usinas eólicas, usinas fotovoltaicas e usinas termelétricas. As quantidades de UCs com GD de 2013 a 2020 por cada modalidade, bem como a quantidade de UCs que recebem créditos e a potência instalada total são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Crescimento da geração distribuída no Brasil de 2013 a 2020

Ano		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
UCs com GD	PCH	0	1	1	11	32	27	29	5
	Eólica	7	10	22	8	7	4	2	7
	Fotovoltaica	53	295	1.444	6.729	13.933	35.457	118.089	207.447
	Termelétrica	0	2	8	29	43	69	63	79
	Total	60	308	1.475	6.777	14.015	35.557	118.183	207.548
Potência instalada (kW)		1.498	3.500	11.934	69.682	182.771	436.506	1.508.696	2.593.534

Fonte: dados de ANEEL (2021a)

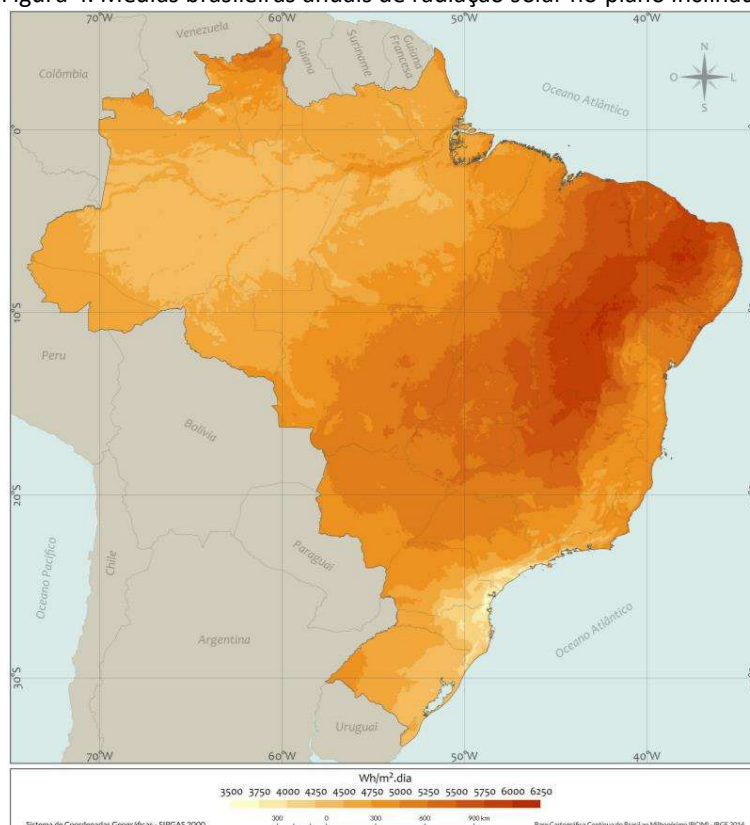
De acordo com o Balanço Energético Nacional 2021 (ano base 2020), o aumento da geração distribuída em comparação a 2019 foi de 137% com 5.269 MWh gerados, apesar da pandemia de covid-19 (EPE, 2021). Em julho de 2021 a potência instalada superava os 6 GW, distribuídos em mais de 520.000 UCs com geração distribuída (ANEEL, 2021a). Dentre os tipos de geração utilizada, destacam-se as usinas fotovoltaicas. Em 2012, toda a GD provinha dessas usinas. Nos demais anos, elas foram responsáveis por maior parte da potência instalada de geração distribuída no Brasil (Figura 3).



A geração distribuída também tem crescido no Poder Público depois das regulamentações da ANEEL. Há um total de 1.847 usinas de GD em prédios públicos brasileiros, que atendem um total de 2.541 unidades consumidoras, totalizando uma capacidade instalada de 70.560,58 kW (em julho de 2021). Apenas em 2020, foram adicionadas 767 novas usinas. Dentre o número total, apenas 5 não são por sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2021a). Entretanto, a GD ainda é responsável por uma pequena geração em comparação ao consumo do poder público, majoritariamente por edificações, que podem ter suas envoltórias utilizadas para instalação de sistemas fotovoltaicos.

A predominância dos sistemas fotovoltaicos para geração distribuída se dá pelos excelentes níveis de irradiação que o país possui e pela redução do preço de seus componentes, especialmente dos módulos (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019). O recurso solar é abundante no Brasil. Como apresentado na Figura 4 com base nos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, os menores índices de radiação solar no plano inclinado no país são de 3.500 Wh/m².dia (o que acontece em pequenas áreas territoriais no litoral do sul e do sudeste do país) e os maiores são próximos a 6.250 Wh/m².dia (no sertão nordestino). Grande parte do país possui níveis de irradiação entre 4.000 e 5.000 Wh/m².dia (PEREIRA *et al.*, 2017).

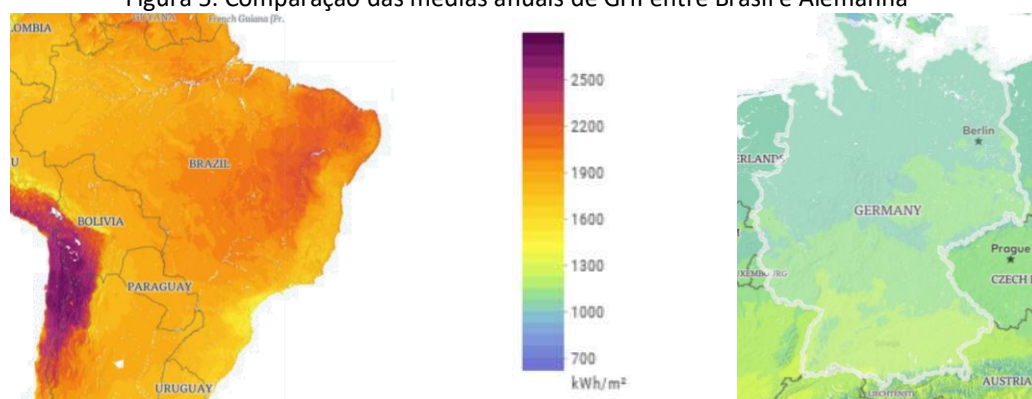
Figura 4. Médias brasileiras anuais de radiação solar no plano inclinado



Fonte: Pereira *et al.* (2017)

Para um entendimento adequado de quão abundante é o recurso solar no país, vale a pena comparar com outros países do mundo onde a energia solar já está mais difundida e implementada. Uma comparação entre as médias anuais da irradiação horizontal global entre o Brasil e a Alemanha é apresentada na Figura 5.

Figura 5. Comparação das médias anuais de GHI entre Brasil e Alemanha



Fonte: adaptado de EnergyData (2020)

Os maiores índices de irradiação horizontal global (GHI) da Alemanha, de acordo com esse mapa solarimétrico, são de 1.200 kWh/m². Esse valor é menor que os menores de irradiação do Brasil, onde as taxas de irradiação podem chegar até 1.300 kWh/m². Apesar disso, a energia solar foi responsável por uma participação de 5,88% (equivalente a 38.098 GWh) na matriz elétrica alemã em 2016, com previsão de até 2022 esse percentual ser de 7,3% (IEA, 2020b, a). Enquanto no Brasil, como visto anteriormente, o valor foi de 0,5% em 2018 (equivalente a 3.461 GWh), apontando para um potencial grande de crescimento da participação da energia solar na matriz elétrica brasileira (EPE, 2019b).

2.3 Edificações de Energia Zero

As Edificações de Energia Zero (EEZ) têm sido objeto de estudo em diferentes realidades e desempenharão papel importante em qualquer estratégia futura de desenvolvimento sustentável, uma vez que são uma solução realística para a redução das emissões de CO₂ e do alto consumo de energia das edificações (LI *et al.*, 2013; MARSZAL *et al.*, 2011). A abordagem de energia zero inicialmente era apenas aplicada a edificações isoladas, mas passou a ser considerada para grupos de edificações, como *campi* e quartéis (ANDERSON *et al.*, 2011). Nesse contexto, os EUA e a Espanha possuem estudos específicos de instalações militares de energia zero (BOOTH; VOLKMAN, 2017; ESPAÑA, 2018).

Em termos gerais, pode-se definir uma Edificação de Energia Zero (EEZ) como uma edificação com demanda energética reduzida por meio de ações passivas de eficiência energética e cuja demanda restante é atendida por meio de fontes renováveis de energia e que, devido a isso, apresenta um balanço energético zero ou próximo de zero em um período específico de tempo (TORCELLINI *et al.*, 2006). Se esse balanço for positivo, ou seja, se houver mais geração renovável que o consumo da edificação no tempo considerado, a edificação passa a ser de Energia Positiva (EEP).

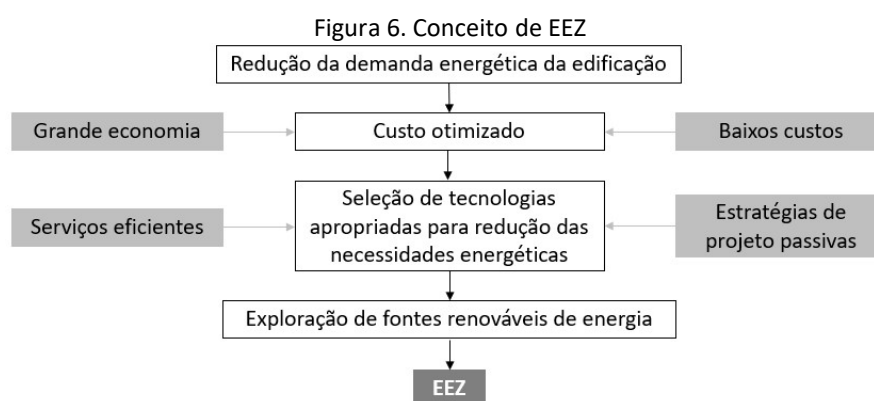
Crawley, Torcellini e Pless (2009) afirmaram que a concordância com relação à definição de EEZ quanto às fronteiras e às formas de calcular o balanço energético são fundamentais para que o objetivo de energia zero seja alcançado. Há mais de 70 diferentes definições para EEZ no mundo, embora a implementação não seja tão ampla ainda (WILLIAMS *et al.*, 2016). As definições são feitas para atenderem demandas específicas (HARKOUSS *et al.*, 2018). Segundo Li, Yang e Lam (2013), a classificação EEZ é geral, incluindo tanto edificações conectadas à rede, que também podem ser chamadas de Edificações de Energia Quase Zero (EEQZ) ou isoladas (EEZ autônoma). O termo de Edificação de Energia Líquida Zero (EELZ) também tem sido usado para as edificações conectadas à rede. Uma junção dos dois termos para edificações conectadas à rede resultaria em EELQZ – Edificação de Energia Líquida Quase Zero²⁰.

Uma EEZ isolada necessita de baterias para armazenar a energia gerada em excesso para que o sistema de armazenamento possa alimentar a edificação quando o sistema renovável for incapaz de atender completamente à demanda energética da edificação. Uma EEZ conectada à rede exporta para a rede geração excedente e importa quando o consumo é maior que a geração. As EEZ conectadas à rede são, dessa forma, prosumidores (SALOM *et al.*, 2014). A utilização de sistemas de armazenamento em EEZ conectadas à rede tem sido utilizada para evitar o pagamento de altos preços de energia em horários específicos, mitigando efeitos indesejáveis da interação entre a geração local e a rede da concessionária ou em cenários de alta penetração no mercado (HEINE *et al.*, 2019; SARTORI *et al.*, 2012; TORCELLINI *et al.*, 2006).

²⁰ Para simplificação, entretanto, nesse estudo será adotado apenas EEZ, sendo especificado quando necessário se a edificação é ou não conectada à rede.

2.3.1 Ações preliminares

Para Torcellini *et al.* (2006), uma boa definição de EEZ primeiramente encoraja a eficiência energética e somente depois o uso de fontes renováveis de energia para geração no local. A União Europeia define uma EEZ como uma edificação com excelente performance (EU, 2010). Nesse contexto, D'Agostino e Mazzarella (2019) apresentam o conceito de EEZ de acordo com o esquema da Figura 6.



Fonte: adaptado de D'Agostino e Mazzarella (2019)

Pode-se inferir que é dada grande importância às técnicas de redução de demanda passivas e ativas com otimização de custos para obter a mínima demanda possível a ser atendida por fontes renováveis de energia. Em concordância com tal conceito, a iniciativa de energia zero do Exército Americano²¹ possui uma hierarquia para implementação do conceito de energia zero a suas instalações, como pode ser visto na Figura 7.

Figura 7. Hierarquia para atingir o objetivo de energia zero do Exército Americano



Fonte: adaptado de USA (2016)

Observa-se na Figura 7 que a busca por soluções de geração renováveis é a última opção. Antes dela, são potencialmente aproveitadas opções de redução de energia

²¹ U.S. Army Net Zero Initiative (Iniciativa de Energia Zero do Exército Americano)

(maximizar a economia de energia nas instalações existentes, implementando práticas de gerenciamento de energia), medidas de eficiência (soluções com baixo ou nenhum custo que otimizam o desempenho dos equipamentos existentes), opções de reuso de energia (aproveitamento de fluxos residuais de energia) e cogeração (produção e uso de eletricidade e calor, por exemplo). Essa sequência, sinergicamente, promove um aumento da segurança energética – o que não é obtido pelas etapas individualmente – e serve para maximizar a resiliência energética da instalação. É importante também o aumento da conscientização a respeito do consumo energético, por toda a cadeia hierárquica militar para obter tais sucessos (USA, 2016).

A quantidade de energia demandada por uma EEZ é reduzida, mas isso é obtido sem prejuízo das necessidades energéticas para o conforto dos usuários e a qualidade do ar, pela utilização, tanto quanto possível, de equipamentos elétricos altamente eficientes (D'AGOSTINO; MAZZARELLA, 2019).

As estratégias de eficiência energética são essenciais para a classificação como EEZ. Códigos ou certificações de desempenho energético, que têm sido implementados em diversos países pelos meios públicos ou privados, como a etiqueta ENCE do Inmetro, fornecida no contexto do Programa PBE Edifica, são úteis para avanços na implementação de EEZ (KOCH *et al.*, 2012). Entretanto, o conceito de projeto de EEZ ou EEP é uma progressão de projetos sustentáveis passivos, indo além da redução do consumo de energia em direção ao balanço energético nulo pela geração de energia renovável (KOLOKOTSA *et al.*, 2011).

2.3.2 Balanço energético

O balanço energético é a diferença entre ativos de energia consumidos e os ativos de energia compensados pela edificação que poderá ser zero, próximo de zero ou positiva em período definido, o que permitirá ou não a classificação de uma edificação ou grupo de edificações como de energia zero. Os ativos de energia referem-se a quais grandezas energéticas serão consideradas (pode ser energia primária, emissões etc.). Marszal *et al.* (2011) pontuaram que um dos desafios para a implementação de EEZ em larga escala é definir uma metodologia para a contabilização do balanço energético.

Em geral, o período de tempo considerado para o balanço é um ano (MARSZAL *et al.*, 2011), embora diversos países europeus tenham definido períodos diferentes para avaliação

(mensais, sazonais ou períodos específicos de tempo). Entretanto, para esses contextos, quanto menor o período de tempo considerado, mais difícil será atingir o objetivo de zerar energia (WILLIAMS *et al.*, 2016), pela variação da demanda em função do clima. A maioria das definições leva em consideração apenas o período de operação da edificação, mas alguns incluem no cálculo do balanço energético toda a energia do ciclo de vida da edificação, chamando-os de EEZ-CV (Edificações de Energia Zero no Ciclo de Vida) (LIU *et al.*, 2019).

A forma como o balanço energético é calculado varia. Na Europa, há países contabilizando energia primária, demanda energética, consumo energético, emissões em equivalente de carbono e energia local (D'AGOSTINO; MAZZARELLA, 2019). Analisando as definições de EEZ em diversos países, Liu *et al.* (2019b) e Marszal *et al.* (2011) concluíram que, apesar das diferenças, o método que contabiliza no balanço energético a energia primária (fonte) é o mais comum, pois é fácil de entender e implementar, especialmente para diferentes tipos de fontes de energia. Além disso, o consumo de energia considerado nas diferentes metodologias geralmente inclui principalmente cargas de aquecimento e resfriamento do ar, iluminação, cargas de eletrodomésticos e aquecimento da água, enquanto a energia incorporada é geralmente excluída. Em uma abordagem para edificação única, veículos poderão ser considerados (se forem elétricos, se forem carregados na rede elétrica da edificação ou se suas baterias forem utilizadas para reduzir os efeitos da interação do sistema com a rede) (SARTORI *et al.*, 2012).

Talvez a mais clássica definição de EEZ de acordo com balanço energético tenha sido dada por Torcellini *et al.* (2006). Esses autores apresentaram quatro formas diferentes:

- EEZ-Local: EEZ que produz quantidade de energia renovável igual ao seu consumo com o balanço energético feito no local (não é levada em conta a energia primária);
- EEZ-Fonte: EEZ que produz quantidade de energia renovável igual ao seu consumo com o balanço energético feito na fonte. Ou seja, é levada em conta a energia primária, sendo utilizados fatores de conversão customizados para diferentes locais para a contabilização do consumo não-renovável;
- EEZ-Emissões: EEZ que produz pelo menos tanta energia renovável livre de emissões quanto usa de fontes de energia emissoras.
- EEZ-Custo: a concessionária paga ao proprietário do edifício pela energia que o edifício exporta para a rede pelo menos em valor igual que o proprietário paga à concessionária pelos serviços de energia e energia usada durante o ano.

Cada uma dessas opções de definição possui pontos negativos e pontos positivos. Uma EEZ-Local pode ser facilmente implementada, mas não necessariamente irá zerar as despesas de energia com a concessionária nem considera diferenças entre fontes, diferentemente da EEZ-Fonte, que faz essa diferenciação por meio de fatores de conversão, mas pode ignorar fatores regionais. Já a definição EEZ-Emissões é a mais adequada para energia sustentável, entretanto, ela requer fatores apropriados de emissão. Finalmente, uma EEZ-Custo pode ser facilmente obtida e medida, já que seria suficiente analisar as contas de energia, mas é altamente volátil às variações dos preços de energia (TORCELLINI *et al.*, 2006).

Para EEZ conectadas à rede, pode-se instituir balanços diferentes para as fases de projeto e de operação. No primeiro caso, o balanço seria a diferença entre o consumo de energia e a geração renovável. No segundo, como a diferença entre a energia exportada para a rede e a importada da rede. Para as EEZ autônomas, o balanço é maior ou igual a zero quando a geração atende completamente o consumo, o que pode inclusive ser alcançado pela utilização de sistemas de armazenamento e geradores a diesel como *backup*. Entretanto, a questão da capacidade de armazenamento, dos geradores de *backup* (que demandariam uma análise de energia primária), das perdas de energia devido ao armazenamento ou conversão de energia e dos sistema de produção de energia renovável superdimensionados são desafios para as EEZ isoladas (MARSZAL *et al.*, 2011).

2.3.3 Fontes renováveis de energia

Torcellini *et al.* (2006) pontuaram que há uma relação entre a definição das fronteiras e a tecnologia adotada para a geração no local. Os autores recomendaram preferencialmente o uso da área da edificação para a instalação dos sistemas de geração, e não de áreas externas próximas, uma vez que estas poderiam ser requeridas futuramente para expansão das instalações etc. Dessa forma, por exemplo, ao adotar geração fotovoltaica, a melhor opção seria instalar o sistema na envoltória da edificação e não no solo próximo à edificação.

Pless e Torcellini (2010) apresentaram uma hierarquia para opções de fornecimento de renováveis em EEZ, conforme a Tabela 2. Quanto aos dois últimos níveis da hierarquia, que poderia ser classificado como EEZ-Externo, Torcellini *et al.* (2006) alertaram que essa classificação pode desincentivar a aplicação de medidas de eficiência energética para a redução de demanda. Além disso, é necessária haver uma infraestrutura exclusiva para a

alimentação de energia à edificação, o que aumenta os custos e as perdas com transmissão (CRAWLEY *et al.*, 2009).

Tabela 2. Hierarquia para fornecimento de energia renovável para EEZ

Nº	Geração de energia na EEZ	Exemplos
0	Redução do uso de energia das edificações por meio de eficiência energética e tecnologias de construção renováveis	Iluminação natural; isolamento térmico; aquecimento solar passivo e equipamentos de aquecimento (em climas frios); ventilação e ar-condicionado de alta eficiência; ventilação natural; resfriamento evaporativo etc.
Opções para fornecimento no local		
1	Uso de fontes renováveis disponíveis dentro da área construída e conectadas ao seu sistema de distribuição de eletricidade ou água quente/fria.	Sistemas fotovoltaicos, aquecimento solar de água e sistemas eólicos instalados no edifício
2	Uso de fontes renováveis disponíveis dentro do terreno da edificação e conectadas ao seu sistema de distribuição de eletricidade ou água quente/fria.	Sistemas fotovoltaicos, aquecimento solar de água e sistemas eólicos instalados em estacionamentos ou espaços abertos adjacentes, mas não montados fisicamente no edifício
Opções para fornecimento externas		
3	Uso de fontes renováveis disponíveis fora da edificação e conectadas ao seu sistema de distribuição de eletricidade ou água quente/fria.	Biomassa, etanol ou biodiesel que podem ser importados de fora do local ou coletados de fluxos residuais locais que podem ser usados no local para gerar eletricidade e calor.
4	Compra de energia renovável	Energia proveniente de geração eólica ou fotovoltaica, créditos de emissões ou outras opções de compra sustentáveis. Um edifício também pode negociar com seu fornecedor de energia a instalação de turbinas eólicas ou sistemas fotovoltaicos dedicados em um local com bons recursos solares ou eólicos fora do local.

Fonte: adaptado de Pless e Torcellini (2010)

Algumas definições específicas têm sido feitas estritamente relacionadas às tecnologias utilizadas para geração renovável dos EEZ, tais como EEZ-Fotovoltaico, EEZ-Eólico e EEZ que conjugam essas duas tecnologias com tecnologias térmicas de geração e armazenamento (EEZ-Fotovoltaico/Solar Térmico/Bomba de Calor e EEZ-Eólico/Solar Térmico/Bomba de Calor (D'AGOSTINO; MAZZARELLA, 2019).

Sistemas fotovoltaicos são as tecnologias mais amplamente utilizadas para geração renovável em EEZ, possuem baixo custo e são viáveis operacionalmente (RAMZAN *et al.*, 2019). Os sistemas fotovoltaicos geralmente são instalados nas coberturas das edificações. Quando há limitação da área da cobertura, o que ocorre principalmente em edificações de muitos pavimentos nas áreas urbanas, os sistemas podem ser integrados em toda a envoltória da edificação (vedações verticais e cobertura), o que pode aumentar significativamente a produção total de eletricidade dependendo da latitude (CAO *et al.*, 2016).

A geração fotovoltaica é uma boa opção especialmente para regiões tropicais, que possuem altos níveis de irradiação solar. A geração desses sistemas é confiavelmente previsível por dados climáticos, diferente da geração eólica, que é mais estocástica, menos previsível e possuem limitações para implementação em edificações, como grandes sombras de vento nas áreas urbanas (CAO *et al.*, 2016).

Torcellini e Crawley (2006) analisaram a probabilidade de uma edificação se tornar de energia zero de acordo com o seu número de pavimentos. Os resultados apontaram para uma probabilidade muito grande para edificações de até dois pavimentos, que diminui à medida do aumento do número de pavimentos, uma vez que a área de cobertura para instalação dos sistemas fotovoltaicos é limitada e a densidade de cargas aumenta consideravelmente.

No contexto de fontes renováveis aplicadas às EEZ conectadas à rede, há dois fatores muito discutidos na literatura: a *Correspondência com a carga (Load matching)* e a *Interação com a rede (Grid interaction)*. O primeiro analisa o nível de coincidência ou não entre as curvas de consumo da EEZ e a curva de geração de seu sistema renovável. Em edificações com alta ocupação no período noturno, as curvas não coincidem quando não há geração fotovoltaica. Inicialmente, a preocupação quanto a essa correspondência era apenas considerando um ano, mas uma atenção maior tem sido dada a períodos menores. O segundo fator analisa o fluxo de energia entre a edificação e os ativos da Concessionária, causando picos de exportação (quando há mais recurso solar) e consumo de energia (quando não há geração solar e a rede alimenta a edificação) (SALOM *et al.*, 2014).

A falta de simultaneidade entre a demanda e o suprimento de energia local pode afetar a qualidade da energia no nível do alimentador de uma rede de distribuição (BAETENS *et al.*, 2012). Ambos os problemas estão bem relacionados e têm feito as concessionárias de energia se preocuparem com a estabilidade da rede em cenários de implementação de EEZ em larga escala. Para mitigarem esses problemas, as Concessionárias poderão alterar as tarifas de energia elétrica para os prosumidores ou adotarão soluções de projeto muito mais robustas e caras para o gerenciamento (SALOM *et al.*, 2014). Crawley, Torcellini e Pless (2009) pontuaram que tal problema oportuniza pesquisas sobre a utilização de sistemas de armazenamento conjugados aos sistemas de geração renovável dos EEZ e seus efeitos em cenários otimistas, uma vez que a adoção de tais sistemas torna os perfis de carga e de geração mais planos e diminui as interações entre as EEZ e a rede elétrica.

2.3.4 Fronteiras

As fronteiras da edificação são muito importantes para a definição das EEZ (MOHAMED *et al.*, 2014). Há duas opções para fronteiras na abordagem de energia zero a edificações: (1) apenas uma edificação e o terreno a ela adjacente; ou (2) um grupo de edificações e o terreno e toda a infraestrutura comum a elas (SARTORI *et al.*, 2012). Inicialmente, o conceito de energia zero era restrito a edificações únicas, mas à medida que o conceito de energia zero se torna amplamente adotado, é necessário estender seus limites para além de edifícios únicos. Edifícios vizinhos possuem a tendência de formar um sistema *cyber*-físico que pode explorar oportunidades econômicas oferecidas por redes inteligentes, geração de energia distribuída e dispositivos de armazenamento (ODONKOR *et al.*, 2014).

Algumas definições têm sido apresentadas com opções diferentes de fronteiras (D'AGOSTINO; MAZZARELLA, 2019):

- CEZ (*Campus* de Energia Zero): a mesma que EEZ mas aplicada a um grupo de edificações em um local específico que contém sistemas de energia renovável pertencentes a uma mesma instituição;
- PEZ (Portfólio de Energia Zero): a mesma que EEZ mas aplicada a um grupo de edificações que contém sistemas de produção de energia renovável pertencentes ou arrendados por uma única entidade;
- CoEZ (Comunidades de Energia Zero): a mesma que EEZ mas aplicada a um grupo de edificações em um local específico que contém sistemas de energia renovável.

Para tais situações, deve-se considerar quantidades extras de energia que não eram necessários na abordagem de uma única edificação, como a energia consumida em deslocamentos por veículos. Além disso, o que importa na abordagem de um grupo de edificações não são os resultados do balanço energético das edificações individualmente, mas os do grupo de edificações como um todo (SARTORI *et al.*, 2012).

Quando os limites físicos para o cálculo do balanço energético são ampliados, edificações com consumos altos e baixa viabilidade para aplicação de geração local juntam-se a outras edificações próximas com baixo consumo e alta viabilidade. Dessa forma, quando há diversidade de tipologias arquitetônicas dentro de um grupo de edificações, o objetivo de energia zero torna-se mais fácil de ser atingido. Algumas dificuldades da abordagem para

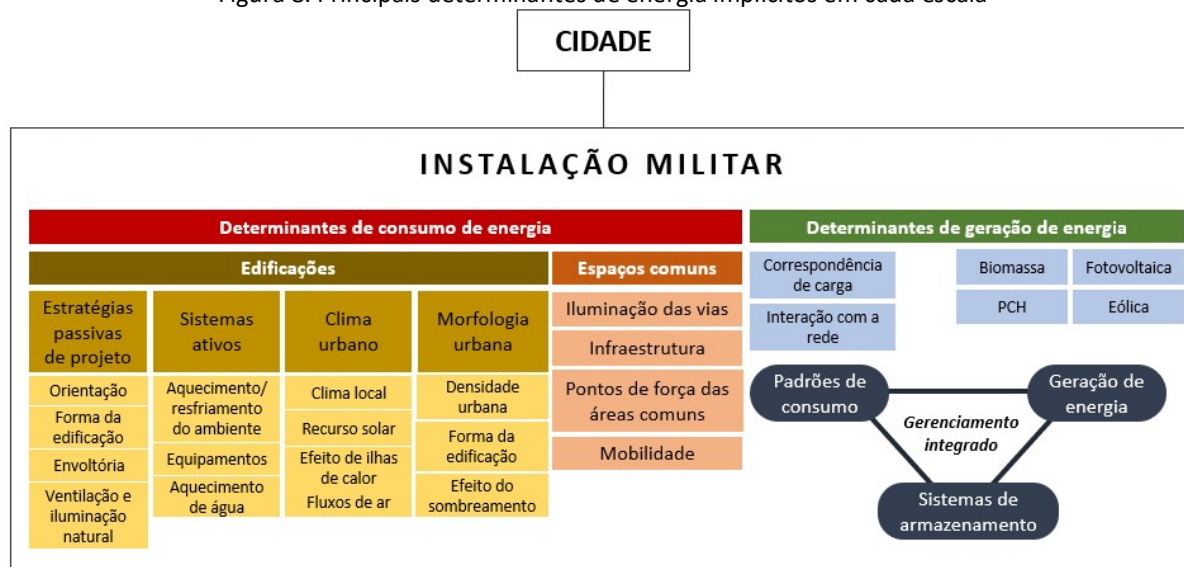
grupo de edificações são o tratamento das várias formas de transporte de energia e o atendimento a requisitos específicos de edificações isoladas (ANDERSON *et al.*, 2011).

Num contexto de grupo de edificações²², Pless e Torcellini (2010) afirmaram que pode ser avaliada a possibilidade de geração renovável central em vez de (ou em adição a) a geração de cada edificação. Como ponto positivo dessa proposta é a manutenção facilitada. Entretanto, os pontos negativos são: perdas de transmissão e distribuição, ineficiências e custos com fiação e transformadores de distribuição.

A agregação de um conjunto de edifícios e seus arredores influencia a análise do desempenho energético e uma gestão integrada de recursos (curva de consumo e perfil de geração) permite aproveitar ao máximo o potencial de energia zero (AMARAL *et al.*, 2018). Dessa forma, é necessário ter um sistema de gestão energética do consumo e da geração das edificações do grupo (GEORGIU *et al.*, 2019). Para Zhivov e Case (2017b), uma comunidade de energia zero exige a disponibilidade de armazenamento de energia a longo prazo.

Amaral *et al.* (2018) abordaram diversas definições de distritos ou comunidades de energia zero e desenvolveram um esquema entre os principais determinantes energéticos quando se considera o conceito de energia zero em nível distrital e, com as devidas adaptações, tal esquema pode ser útil às instalações militares, uma vez que funcionam como pequenos distritos. Na Figura 8 é apresentada uma adaptação ao caso para quartéis.

Figura 8. Principais determinantes de energia implícitos em cada escala



Fonte: adaptado de Amaral *et al.* (2018)

²² Outro termo utilizado na literatura para grupo de edificações é *cluster*.

Lund, Marszal e Heiselberg (2011) afirmaram que as incompatibilidades entre geração e consumo não devem ser tratadas no nível da edificação individualmente, mas em nível de várias edificações e que elas dependem da forma de geração de energia e do sistema de compensação da incompatibilidade. Os fatores de *Correspondência com a carga* e de *Interação com a rede* aplicados a grupos de edificações são influenciados pela escala temporal e espacial. Para correta avaliação do impacto ambiental e do impacto na infraestrutura energética regional dos EEZ, uma escala espacial ampliada combinada com uma alta resolução temporal é apropriada (KOCH *et al.*, 2012).

Para a aplicação da definição em níveis além de uma edificação, a avaliação do desempenho está associada principalmente à disponibilidade de radiação solar nas edificações (soluções de iluminação natural ou capacidade de geração fotovoltaica das superfícies e espaços públicos dos edifícios), mas também outros fatores podem entrar na análise, como os fluxos de vento, que poderão influenciar as opções de geração renovável adotadas. A análise, no fim das contas, é importante e requer considerações sobre o clima (temperatura do ar e velocidade do vento que influenciam o conforto térmico das edificações), a morfologia (a tipologia das edificações afeta seu consumo energético) e a densidade urbana (potencial de geração solar, por exemplo) (AMARAL *et al.*, 2018).

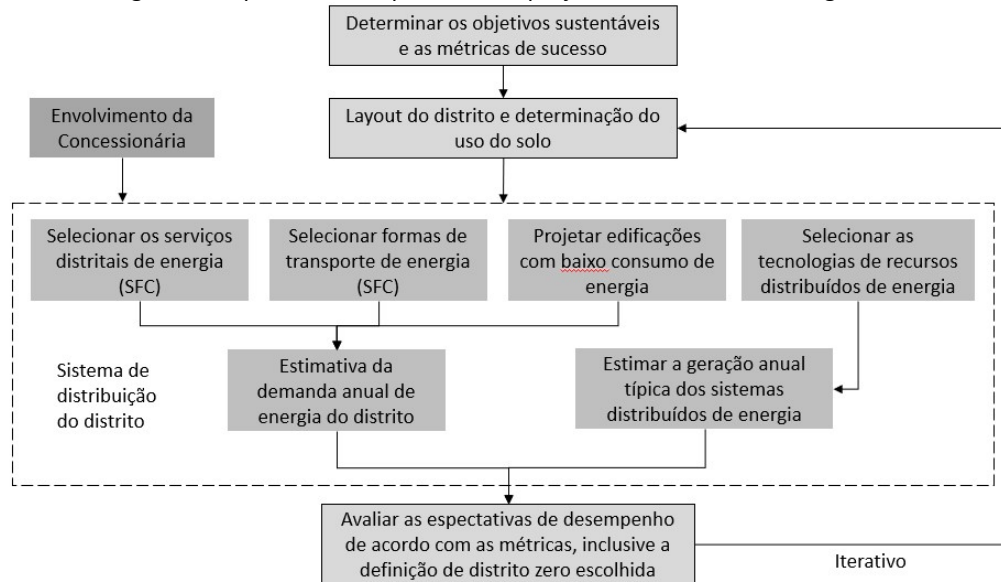
2.3.5 Implementação

Ramzan *et al.* (2019) explicitaram quatro fatores cruciais para a implementação de EEZ: a seleção adequada das fontes de energia renováveis, que depende dos requisitos energéticos e das condições climáticas (as mais comuns são a fotovoltaica e a eólica), os sistemas de armazenamento de energia (geralmente compostos por baterias), os sistemas de gerenciamento de energia da edificação (que permitem análises mais precisas das demandas energéticas e da geração) e a otimização da edificação (busca pela solução perfeita para um propósito específico sob diversas limitações).

Doubleday *et al.* (2019a) apresentaram um modelo de implementação de energia zero em nível distrital, conforme a Figura 9. Nota-se que é definir com clareza os objetivos para traçar a melhor estratégia, avaliar as condições do local que receberá as ações de energia zero, projetar as edificações e os sistemas distritais de maneira eficiente, selecionar os recursos distribuídos de energia possíveis e, com as estimativas de consumo e de geração, avaliar as

expectativas de desempenho. Esse processo é iterativo, voltando às opções de definição de *layout*, de forma que o resultado seja o mais otimizado para o grupo de edificações.

Figura 9. Esquemático do processo de projeto de distritos de energia zero

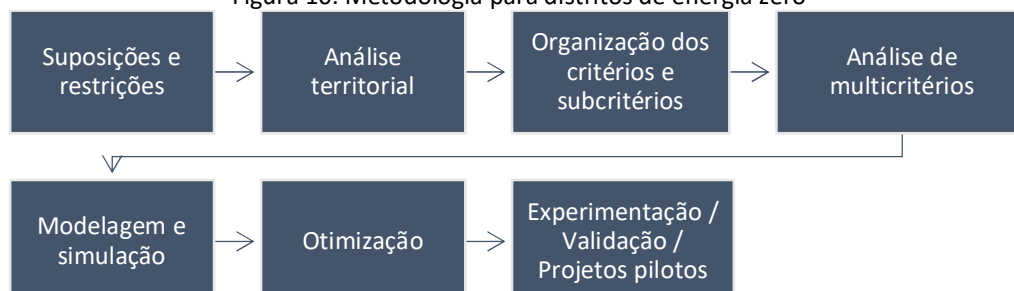


Fonte: adaptado de Doubleday *et al.* (2019a)

Observa-se que é importante o contato com a concessionária local já na definição dos sistemas de distribuição, para que haja adequada avaliação de necessidade ou não de reformas ou expansão no ramal alimentar que atende o distrito. Doubleday *et al.* (2019a) alertaram que, embora esse processo de planejamento distrital seja amplamente destinado a empreendimento distritais com foco em sustentabilidade, as medidas de projeto também são aplicáveis para modernizar ou expandir distritos existentes que ainda não possuem dedicação à sustentabilidade e uso eficiente dos recursos energéticos. Nesse caso, restrições adicionais da infraestrutura existente podem tornar algumas opções menos eficazes ou impraticáveis.

No mesmo sentido, Koutra, Becue e Ioakimidis (2017) desenvolveram um método para distritos de energia zero em 8 passos (Figura 10).

Figura 10. Metodologia para distritos de energia zero



Fonte: adaptado de Koutra, Becue e Ioakimidis (2017)

No contexto militar, Anderson *et al.* (2011) propuseram uma abordagem de planejamento para implementação de instalações militares de energia zero (Figura 11):

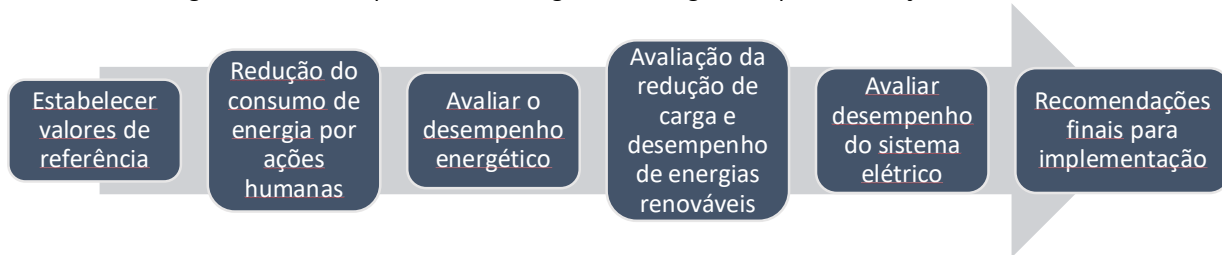
- Estabelecer valores de referência para energia e gases do efeito estufa: sumário de todos os tipos de energia utilizados na instalação militar e a abrangência das atividades e missões. O ideal é que seja a compilação de dados de consumo de três anos. Os dados de energia são provenientes das faturas de energia. Devem ser consideradas também as tarifas de energia praticadas pelas concessionárias, os objetivos específicos e regulações sobre eficiência energética e o percentual de uso de energias renováveis;
- Redução do uso de energia pela ação humana: campanhas de conscientização, competições ou incentivos para menor uso de energia, premiação dos melhores desempenhos etc.;
- Avaliação do desempenho energético: deve-se estabelecer valores de referência para o desempenho energético das edificações (kWh/m² ou kWh/militar, por exemplo);
- Avaliação da redução de carga e desempenho de energias renováveis: utilização de *softwares* como o HOMER para avaliar o potencial de geração por fontes renováveis e as tecnologias que poderão ser utilizadas, com a devida atenção à viabilidade econômica do projeto e aos impactos na segurança energética²³;
- Avaliação do desempenho do sistema elétrico: avaliação se a infraestrutura elétrica do local é robusta o suficiente para acomodar os novos sistemas de geração propostos. Verificar o impacto da conexão do novo sistema à rede existente e se os requisitos da concessionária estão sendo cumpridos, no caso de sistema conectados à rede. O HOMER pode ser usado para determinar o sistema híbrido ótimo ligado à rede com geração distribuída. Para sistemas isolados, deve-se haver priorização das cargas, gerenciamento dos *backups*, análise dos métodos de operação e controle, análise do armazenamento e de como serão os despachos de energia²⁴; e

²³ Após esse item, os autores pontuaram sobre a necessidade de substituição de combustíveis fósseis nos veículos militares, que foi suprimida por não estar no escopo deste trabalho.

²⁴ Alguns *softwares* utilizados para essa análise: *Distributed Energy Workstation* (DEW), *SynerGee*, *FeederAll*, *EasyPower*, *Milsoft-WindMil* (ANDERSON et al., 2011).

- Recomendações a respeito do projeto elétrico: determinação da estratégia ótima para que o status de energia zero seja atingido de forma compatível com a missão, a segurança energética, os objetivos estabelecidos pelas autoridades, as possíveis formas de financiamento²⁵, a equipe de implantação e as fontes de recursos.

Figura 11. Passo-a-passo da abordagem de energia zero para instalações militares



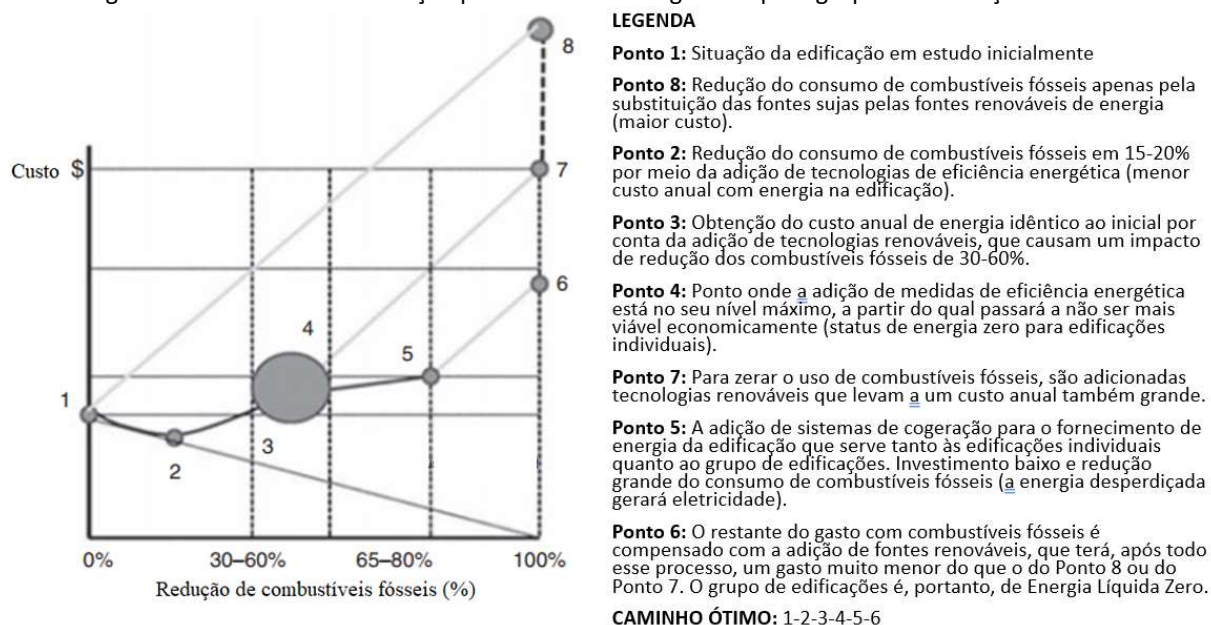
Fonte: adaptado de Anderson et al. (2011)

Zhivov *et al.* (2011) desenvolveram um processo de otimização da estratégia para energia zero em quartéis do Exército Americano que possui pontos em comum com o estudo de Anderson *et al.* (2011). Vale ressaltar da abordagem otimizada a determinação de modelos bases e a avaliação de resultados de diversas opções de simulação tanto para as edificações isoladas quanto considerando o grupo (demanda energética total, curvas de carga, distribuição de energia e opções de geração renovável centralizada e descentralizada etc.).

Para a otimização, deve-se primeiro identificar as edificações típicas e os sistemas de energia nas instalações militares e os desperdícios e as ineficiências energéticas relativas a tais edificações e sistema. Em segundo lugar, deve-se analisar os perfis de carga para as edificações típicas do estudo de caso e, por fim, as tecnologias para uma instalação militar que consuma quantidade reduzida de energia, que inclui o uso da energia desperdiçada e tecnologias de armazenamento (ZHIVOV *et al.*, 2013). Os autores apresentaram o croqui do processo de otimização (Figura 12). Há reduções consideráveis no custo de implementação abordando-se estratégias passivas e ativas nas edificações isoladamente (pontos de 1 a 4), antes de aplicar cogeração (ponto 5) e por fim geração renovável para o grupo de edificações (ponto 6). Esse caminho possibilita, em termos de custo, uma solução muito mais barata (comparação entre o ponto 6 e os pontos 7 e 8). Os pontos 5 e 6 demandam uma otimização do sistema de distribuição do grupo de edificações (ZHIVOV *et al.*, 2014).

²⁵ Os autores pontuaram como opções de financiamento: contratos de desempenho de economia de energia, contratos de serviços de energia elétrica, contratos de compra de energia, arrendamentos de uso aprimorado e *joint ventures* de energia.

Figura 12. Processo de otimização para status de energia zero para grupo de edificações militares



Fonte: adaptado de Zhivov *et al.* (2013)

Anderson *et al.* (2011) recomendaram, entretanto, que seja entendido que a abordagem de energia zero nem sempre é o objetivo final apropriado para todas as instalações militares. O Departamento de Defesa Americano, por exemplo, prefere uma abordagem mais geral, com um portfólio de opções a serem tentadas, do que ações isoladas. Os autores afirmaram que é necessária uma abordagem realística sobre os recursos renováveis, a economia, a segurança energética, os recursos financeiros e humanos e os objetivos a serem atingidos quanto a eficiência energética e uso de energia renovável.

Anderson *et al.* (2011) deixou claro que o conceito de energia zero expressa autossuficiência energética baseada em demanda minimizada e no uso de fontes renováveis de energia no local. Além disso, devem ser considerados também os impactos na missão, na segurança, no custo da energia, nas fontes e das regulamentações federais.

Como quartéis podem ser considerados pequenas cidades com uma variação na tipologia de edificações que consomem grande quantidade de energia, Hartranft (2007) concluiu que uma topologia de arquitetura de controle de armazenamento e entrega de energia local à rede com o conceito de micro rede fornece recursos para inovações no fornecimento de energia e maximiza o uso de fontes renováveis no portfólio de energia do Exército, juntamente com medidas de eficiência energética de instalações e com a energia fornecida pela concessionária.

2.4 Geração de energia renovável local

No passado, era muito comum os centros geradores de eletricidade serem próximos aos consumidores. Com o passar do tempo, entretanto, essa configuração descentralizada deu lugar aos sistemas centralizados, que possuem grandes centros de geração e há linhas de transmissão e distribuição entre eles e os consumidores. Há, entretanto, uma tendência a retorno a sistemas de geração de eletricidade menores, próximos aos pontos de consumo (FGV, 2016).

Ackermann, Andersson e Söder (2001) definiram geração distribuída como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição (de propriedade da concessionária) ou no local do medidor do cliente (de propriedade do cliente). Liu (2015) entende a geração distribuída essencialmente como uma unidade de geração de energia de baixa capacidade, conectada à rede e cujo consumo de energia leva em consideração a proximidade entre rede e o consumidor. Nas definições, não há limitações quanto à tecnologia (se renovável ou não) ou à capacidade de geração (PEPERMANS *et al.*, 2005).

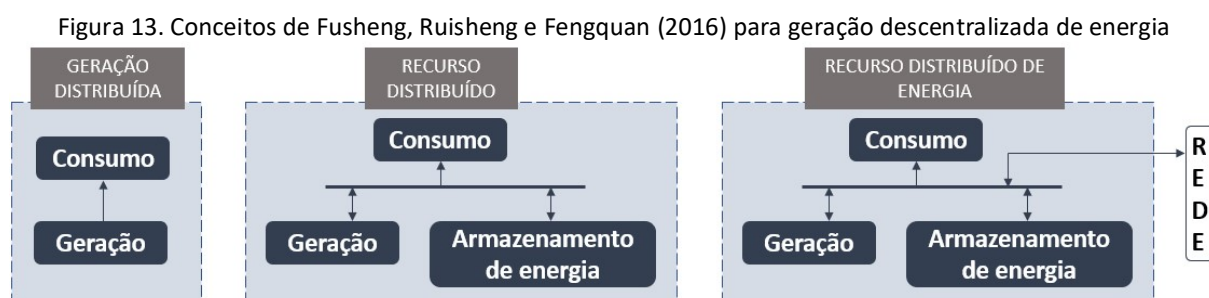
Fusheng, Ruisheng e Fengquan (2016) fizeram uma distinção entre Geração Distribuída (GD), Recurso Distribuído (RD) e Recurso Distribuído de Energia (RDE), variando de acordo com a conexão ou não dos sistemas renováveis à rede e com o acoplamento ou não dos sistemas de armazenamento:

- Geração Distribuída (GD): qualquer pequeno sistema de energia elétrica independente das redes de concessionárias tradicionais, localizado no consumidor para atender às demandas exclusivas dos usuários finais. Exemplos²⁶: motor de combustão interna, microturbina eólica, células combustíveis, pequenas centrais hidrelétricas, geração fotovoltaica e geração por biomassa;
- Recurso Distribuído (RD): combinação de um sistema de geração distribuída com um sistema de armazenamento de energia. Inclui todas as tecnologias de GD e armazenamento de energia por meio de baterias, células combustíveis regenerativas, dispositivos de armazenamento magnético supercondutor etc.;
- Recursos Distribuídos de Energia (RDE): geração de eletricidade localmente pelo consumidor. Inclui todas as tecnologias de GD e de RD e sistemas conectados à

²⁶ Cabe ressaltar que nem toda geração distribuída é renovável. O conceito analisa a posição da usina de geração em relação ao consumidor e a conexão entre os dois.

rede de distribuição das concessionárias com a qual os usuários podem vender energia excedente para as concessionárias.

Segundo esses autores, a Geração Distribuída é um subconjunto do Recurso Distribuído que, por sua vez, é um subconjunto do Recurso Distribuído de Energia. Essa definição deixa claro que os Recursos Distribuídos de Energia (RDE) são conectados à rede e possuem sistemas de armazenamento de energia em adição aos sistemas de geração local (sistemas conectados à rede), enquanto o Recurso Distribuído (RD) não necessariamente é conectado à rede (sistemas isolados). Uma representação dessa diferenciação pode ser vista na Figura 13, em que as linhas tracejadas representam os limites da propriedade do consumidor e as setas indicam os fluxos de energia. Cabe ressaltar que a definição adotada pela ANEEL para Geração Distribuída corresponde mais apropriadamente à definição de RDE de Fusheng, Ruisheng e Fengquan (2016), com ou sem sistemas de armazenamento.



Quando duas ou mais formas de geração e/ou armazenamento e/ou tecnologias de uso final de energia são combinadas, como é o caso do Recurso Distribuído e do Recurso Distribuído de Energia, pode-se definir tal junção como um sistema híbrido de energia (ZOHURI, 2017).

2.4.1 Geração descentralizada em sistemas conectados à rede

No Brasil, a Resolução nº 482/2012 (ANEEL, 2012a) rege a geração distribuída e define as faixas de potência para classificação como microgeração (central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração (central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW) (ANEEL, 2012b, 2021b). A ANEEL sempre considera conexão com a rede, não há definição quanto à fonte de energia utilizada e há a flexibilização do local da geração – pode ser junto à mesma UC de consumo, pode ser em um condomínio

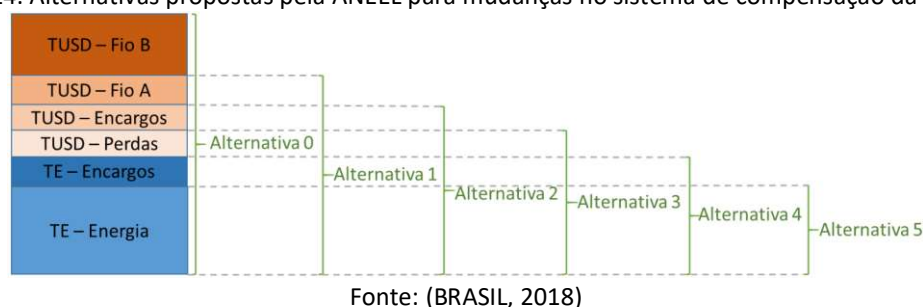
de usinas fotovoltaicas ou pode ser geração remota mantendo a titularidade dos clientes junto à Concessionária (ANEEL, 2012a).

Conforme previsto na Resolução Normativa nº 687/2015, em 2019 iniciaram-se discussões relativas à mudança da regulamentação com a justificativa de tornar o crescimento do número de UC com geração distribuída sustentável. A ANEEL realizou a Consulta Pública 25/2019 (de 17/10/2019 a 30/12/2019) e a Audiência Pública 40/2019 (em 07/11/2019) para apresentar as sugestões de alterações na Resolução Normativa 482. Segundo a ANEEL, o não pagamento, por parte das UC com geração distribuída, dos valores do uso da rede de distribuição (custo de transporte, encargos e perdas) prejudica os consumidores que não possuem sistema de geração distribuída, que precisam compensar esse não recebimento em suas próprias faturas. Como as UC com geração distribuída são conectadas à rede, a rede de distribuição alimenta a UC quando não há geração local, os prosumidores também utilizam a rede da concessionária (ANEEL, 2019b).

Em poucas palavras, a proposta da ANEEL objetiva mudar o sistema de compensação de energia, taxando os consumidores que exportam energia para a rede, ou seja, novos entrantes deverão pagar taxas referentes ao uso da rede e os encargos de transmissão e distribuição (ANEEL, 2019a). As propostas para alteração levam em consideração a composição da tarifa de energia elétrica: TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), TE (Tarifa de Energia) e impostos (estaduais e federais). A TUSD engloba as taxas do Fio A (transmissão e distribuição), do Fio B (serviço da distribuidora), de encargos e de perdas. A TE é composta do próprio custo da energia e de encargos e outros componentes. O ICMS e o PIS/COFINS são impostos que incidem tanto sobre a TUSD quanto sobre a TE (GREENER, 2019).

As propostas para mudança no sistema de compensação de energia elétrica baseadas nesses componentes da tarifa são apresentadas na Figura 14. A “Alternativa 0” corresponde à situação atual, em que os créditos da energia gerada pelo prosumidor compensam todas as componentes da TUSD e da TE (a diferença entre a energia exportada para a rede e a importada da rede compensa todos os componentes tarifários). A “Alternativa 5” corresponde à opção mais prejudicial aos prosumidores, quando a diferença entre a energia exportada e a energia importada compensaria somente a parte da tarifa referente à TE. A parcela recuperável de energia, portanto, reduziria fortemente, estando atrelada apenas à razão entre a TE e todos os demais componentes da tarifa de energia (BRASIL, 2018).

Figura 14. Alternativas propostas pela ANEEL para mudanças no sistema de compensação da REN 482



Diversos agentes do mercado e da academia tem se posicionado quanto ao tema, de modo a não haver penalização forte ao prosumidor atual nem a novos investidores no ramo no país²⁷. Os argumentos contra a proposta da ANEEL por parte da Associação Brasileira de Energia Solar foram: a postergação de investimentos em transmissão e distribuição de eletricidade por parte das concessionárias, a redução de carregamento das redes, o aumento da participação da energia solar na matriz elétrica e a geração de emprego no setor solar (MOLINARI, 2019).

Além disso, a representatividade da geração distribuída no Brasil ainda é pequena, o que não causa impacto considerável no setor elétrico nacional e que em outros países uma regulação mais rígida só se tornou real quando essa participação foi de 5%, como no caso da Espanha (MULATO, 2019). Pondera-se que as grandes centrais geradoras que alimentam o Sistema Interligado Nacional receberam benefícios que não estão sendo considerados, como financiamentos de investimentos com condições melhores que o mercado e isenção de impostos garantidas pelo governo (MALUF, 2020).

Pode-se pontuar também as diferenças de tarifas de energia de acordo com o tipo de consumidor, o que, indiretamente, torna-se um subsídio, uma vez que com a ponderação de tarifas, todos os clientes pagam – alguns que consomem pouco e, portanto, deveriam pagar menos pela utilização da infraestrutura de transporte e distribuição da energia subsidiam a redução de tarifa e os baixos juros das grandes hidrelétricas e as tarifas reduzidas aplicadas aos grandes consumidores, que utilizam muito mais da infraestrutura do SIN. Finalmente, as perdas originadas na elevação de tensão, transmissão por longa distância em alta voltagem, redução de tensão e distribuição em baixa e média tensão são muito elevadas, resultando em ineficiência, o que é reduzido com a geração próxima ao consumo (AGUIARI, 2019).

²⁷ Discussões relativas a fases de transição para atuais prosumidores e prazos para a implementação da nova regulamentação estão sendo conduzidas, mas no escopo deste trabalho, a análise será reduzida às partes atinentes estritamente à parcela recuperável de energia (relacionada com os componentes tarifários apenas). Demais detalhes podem ser encontrados em (BRASIL, 2018).

Entretanto, um novo argumento veio à tona: a possibilidade da taxação dos prosumidores incentivar a desconexão da rede. Há expectativa de que em breve ocorra a popularização dos carros elétricos, cujas baterias inservíveis poderão ser utilizadas em situações estacionárias, como está sendo testado por pesquisadores da Fotovoltaica/UFSC, e o barateamento dos sistemas de armazenamento (redução de 73% do preço das baterias de Li-íons entre 2013 e 2018), o que abrirá caminho para que os consumidores fiquem parcialmente isolados das redes das concessionárias pelo maior uso da energia gerada localmente por seus próprios sistemas. O prosumidor passará a ser um gerador parcialmente autônomo (IDEAL, 2019; RODRIGUES, 2019).

De acordo com Green e Newman (2017), à medida que a eletricidade proveniente de energia solar fotovoltaica e de sistemas de armazenamento se torna mais barata que as alternativas da rede, esse novo suprimento inundará o mercado, aumentando a oferta de energia e criando um preço mais baixo para a eletricidade. Ou seja, com a tendência de declínio dos preços dos sistemas fotovoltaicos, o aumento contínuo dos preços da eletricidade e a taxação dos que exportam energia para a rede das distribuidoras, o número de prosumidores crescerá vertiginosamente. Os autores colocam ainda outras razões, além das econômicas, como o fato dos prosumidores com baterias poderem mitigar problemas na rede quando esta enfrentar algum sinistro ou poderem desafogar a rede ao armazenarem energia no horário fora de ponta e usarem suas cargas no horário de ponta, deixando-a mais estável para consumidores essenciais, como hospitais etc. A legislação brasileira atual não permite aos prosumidores contribuírem para isso, pois o sistema é compensatório e não é possível a comercialização de energia entre os prosumidores e a rede (ANEEL, 2012b).

Fazendo estudos de caso com sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento para os EUA, um relatório do *Rock Mountain Institute* concluiu que certamente os sistemas de energia solar e bateria desempenharão um papel importante no sistema elétrico do futuro. Isso ocorrerá seja por que as companhias de eletricidade reconhecerão a utilidade dessa combinação e acomodar-se-ão para recebê-los, adotando novos modelos de negócios e mudanças regulatórias favoráveis à GD – o que resultará em redução dos custos de operação das redes de distribuição –, ou por que ocorrerá uma maior aplicação dos sistemas de armazenamento por parte dos prosumidores para evitar os altos gastos impostos pela concessionária e pelos órgãos reguladores a clientes conectados à rede – utilizando seus

sistemas fotovoltaicos para cargas específicas, associando-os a baterias para evitar interação com a rede em períodos de alta tarifa ou desertando da rede completamente (RMI, 2015).

A utilização de sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos para evitar os horários de consumo de energia das concessionárias – deserção parcial da rede – já é tida como viável em diversos países da Europa (Alemanha, Itália, Holanda e Reino Unido, pelo menos). Até 2025, a *IHS Markit* espera mais de um milhão de sistemas de armazenamento de energia de baterias residenciais instalados na Europa, devido a clientes buscando controlar o suprimento de energia e a proteção contra a incerteza futura dos preços (JANSEN, 2017).

Na Europa, diversas companhias de eletricidade têm comercializado propostas de fornecimento de energia relacionadas ao uso de armazenadores de energia. De fato, novos modelos de mercado são necessários, de modo a tornarem os prossumidores virtualmente autônomos, evitando a deserção da rede por meio da utilização dos sistemas de armazenamento dos clientes no sistema de compensação (JANSEN, 2017).

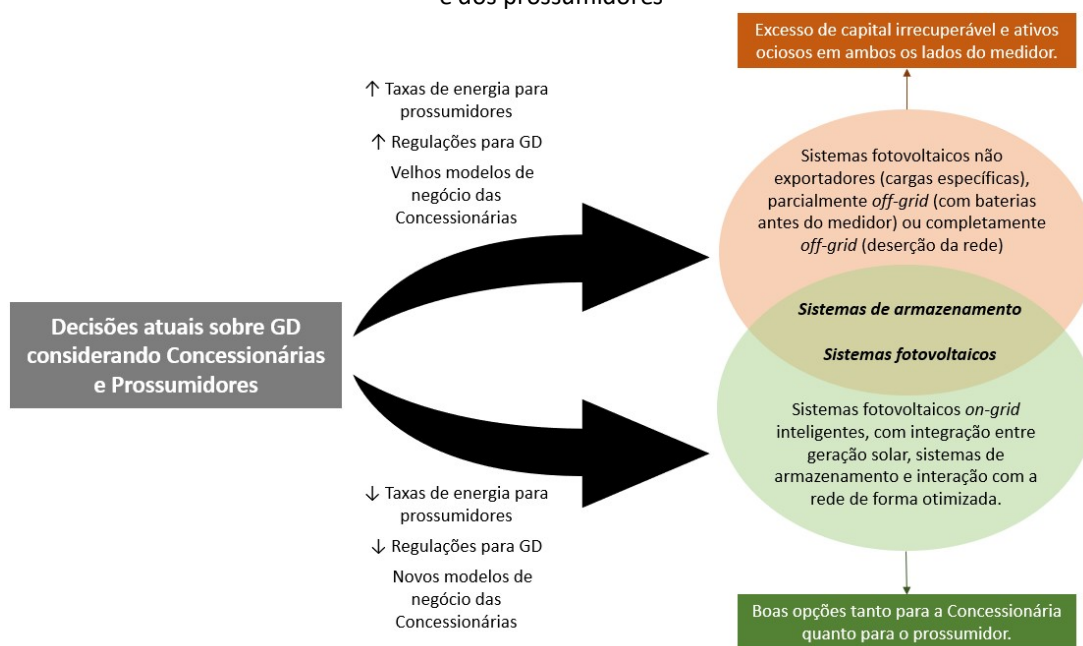
Embora Laws *et al.* (2017) tenham destacado que é improvável haver uma falência dos sistemas das concessionárias por uma deserção em massa dos prossumidores, já que isso dependeria de muitos fatores combinados, há um alerta para a probabilidade de deserção da rede aumentar caso as concessionárias não adotem novos modelos de negócios e estruturas de lucro. As Concessionárias deverão ajustar suas estruturas de preços para um cenário com muitos prossumidores com geração fotovoltaica que adotarão sistemas de armazenamento para gerenciamento de energia de modo ideal. Os preços dos sistemas de baterias residenciais estão diminuindo, tornando mais acessível tal investimento. A adoção do armazenamento na geração distribuída permitirá aos prossumidores um maior ganho econômico do sistema fotovoltaico utilizado para geração distribuída.

Parra *et al.* (2017) apresentaram o exemplo da Califórnia, estado americano que reduziu as barreiras para que as tecnologias de armazenamento pudessem participar dos mercados de serviços auxiliares de energia (sistemas de armazenamento de reação rápida e alta precisão do controle de produção de energia). Isso impulsionou a penetração dessas tecnologias na rede e espera-se que isso continue aumentando. Dentre os benefícios para as Concessionárias de uma alta contribuição de sistemas de armazenamento na rede estão a redução dos custos operacionais e do uso de combustíveis fósseis utilizados para geração para

atender demanda de pico. Os operadores da rede também se beneficiam pois os sistemas de armazenamento fornecem maior qualidade e confiabilidade às redes.

Na Figura 15 são apresentadas as perspectivas do futuro da geração distribuída de acordo com decisões quanto aos interesses das Concessionárias e dos prossumidores, especialmente quando se analisam mudanças na regulação, como no contexto brasileiro nesse início de década. O objetivo de apresentar tal diagrama não é entrar no mérito dos pontos positivos ou negativos de uma opção ou outra, mas mostrar que em comum, independentemente da opção escolhida pelo órgão regulador brasileiro após o fim da consulta pública, os sistemas fotovoltaicos continuarão a desempenhar papel fundamental para GD e, conseqüentemente para as redes das Concessionárias, e os sistemas de armazenamento serão mais comuns.

Figura 15. Perspectivas para o futuro da GD de acordo com decisões quanto aos interesses das Concessionárias e dos prossumidores



Fonte: informações de RMI (2015)

Com uma visão mais focada para o contexto militar, Hartranft (2007) sinalizou que o uso de sistemas controlados de armazenamento e de geração local com o conceito de micro rede fornece recursos interessantes para inovações no fornecimento de energia a quartéis e permite o aumento do uso de fontes renováveis no Exército, juntamente com medidas de eficiência energética nas instalações e com a energia fornecida pela concessionária.

Mitra e Vallem (2012) afirmaram que a capacidade de instalar recursos distribuídos, ou seja, a implementação de sistemas renováveis e sistemas de armazenamento no local do

consumo ou próximo a ele, abre a oportunidade de oferecer serviços diferenciados de confiabilidade de energia. A discussão apresentada mostra que, no contexto brasileiro, há perspectivas para a aproximação da definição da ANEEL para sistemas conectados à rede se tornar um RDE, de acordo com as definições de geração descentralizadas apresentadas por Fusheng, Ruisheng e Fengquan (2016), ou seja, sistemas de armazenamento conjugados a sistemas de geração renovável local.

2.4.2 A utilização de sistemas de armazenamento na geração distribuída

Nos últimos anos, as pesquisas relacionadas ao uso de sistemas de armazenamento vêm crescendo, uma vez que esses sistemas permitem um aumento na disponibilidade das tecnologias renováveis – ao lidarem com diferentes transportadores de energia, como eletricidade, calor e gases, permitem maior integração do sistema de energia (PARRA *et al.*, 2017). Os custos desses sistemas reduziram devido às novas tecnologias, que são mais eficientes e baratas, e isso tem viabilizado a implantação. O interesse por parte das concessionárias de energia também aumentou para mitigar os efeitos de um possível estresse nas redes de energia advindos do uso em grande escala de sistemas de geração renovável (GEORGIOU *et al.*, 2019).

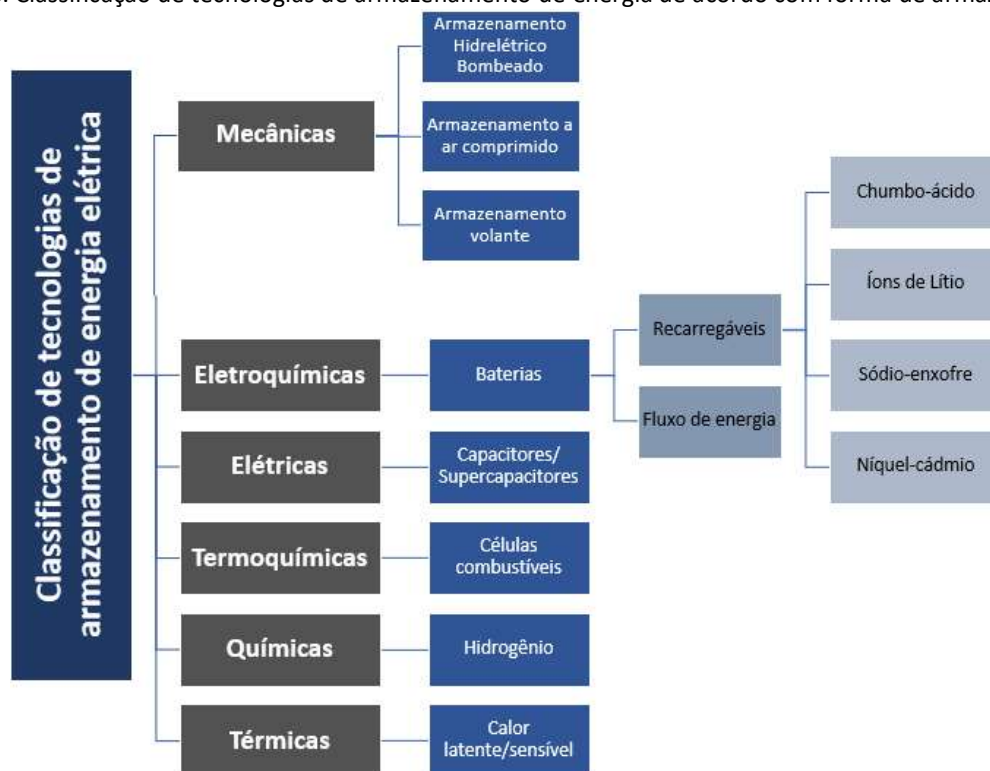
Os sistemas de armazenamento podem ser utilizados gerenciando os fluxos de energia de uma edificação conectada à rede que possui geração renovável – os fluxos de energia entre a edificação e a rede são reduzidos, priorizando o autoconsumo, armazenando a geração excedente e diminuindo a conta de energia (consumo de energia da rede em períodos de custos mais baixos, sendo essa energia armazenada na bateria para uso em períodos de maior custo) (VIEIRA *et al.*, 2017).

Sistemas de armazenamento também são uma boa opção para resolver os problemas da intermitência característica dos sistemas de geração renovável, para aumentar a confiabilidade da rede e a estabilidade da rede (ou seja, fornecendo capacidade de correspondência, compensando o pico de demanda e oferecendo soluções para problemas de balanceamento), para atender cargas remotas ou de veículos elétricos, ajudar no gerenciamento de geração distribuída e para alavancar esforços em direção a *smart grids* (LUO *et al.*, 2015; PARRA *et al.*, 2017).

O armazenamento da geração da eletricidade excedente no local também pode reduzir potencialmente o custo nivelado de eletricidade (LCOE²⁸) da edificação e, em edificações conectadas à rede, os sistemas de armazenamento permitem que a edificação participe do mercado de eletricidade durante o horário de maior custo. Pode-se ainda combinar o armazenamento da edificação com o de veículos elétricos e, com um gerenciamento inteligente de energia, pode-se controlar o tempo de carga, o que é benéfico para a rede. São benefícios também o aumento da capacidade de resposta da edificação às diferentes demandas de energia, maior eficiência e diminuição dos impactos ambientais (FALLAHI, 2019).

Há diversas tecnologias de armazenamento, classificadas de variadas formas. Na Figura 16 é apresentada uma classificação das tecnologias de armazenamento de energia de acordo com a forma que a energia é armazenada²⁹.

Figura 16. Classificação de tecnologias de armazenamento de energia de acordo com forma de armazenamento



Fonte: adaptado de Luo *et al.* (2015)

Parra *et al.* (2017) afirmaram que a utilização de sistemas de armazenamento não está limitada a prosumidores individuais, mas há um interesse crescente nos estudos a nível de

²⁸ Representa o custo por megawatt-hora, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica (GUIMARÃES, 2019).

²⁹ Esta revisão focou apenas em banco de baterias eletroquímicas recarregáveis utilizadas como tecnologia de armazenamento da energia gerada por sistemas fotovoltaicos.

comunidade, pois a modularidade da comunidade permite que a aplicação dos sistemas de armazenamento promova significativas vantagens técnicas e econômicas. Em níveis mais elevados, há aplicações também a companhias de distribuição e transmissão de energia.

Para grupos de edificações ou comunidades, o uso mais comum dos sistemas de armazenamento objetiva a maximização do autoconsumo, movendo a geração fotovoltaica que fica acima da demanda em determinado momento para compensar outro momento com demanda inferior. Parâmetros que influenciam isso são o próprio valor excedente de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, o preço da eletricidade e a eficiência de ida-e-volta do sistema, com mais benefícios econômicos quanto maior for o percentual de penetração da geração na comunidade. Com esse objetivo, as baterias de íon de lítio com uma eficiência de ida-e-volta entre 80% a 90% são a tecnologia mais adequada para os ciclos diários necessários de carga e descarga (PARRA *et al.*, 2017).

Há diversas estratégias de controle implementadas nos sistemas de armazenamento acopladas a sistemas fotovoltaicos no nível da comunidade, além da maximização do autoconsumo: redução dos picos de importação e exportação, suprimento constante de eletricidade, armazenamento sazonal, coordenação de despachos ideais de várias unidades e redução da dependência da rede (PARRA *et al.*, 2017).

2.5 Sistemas fotovoltaicos acoplados com baterias (FV-baterias)

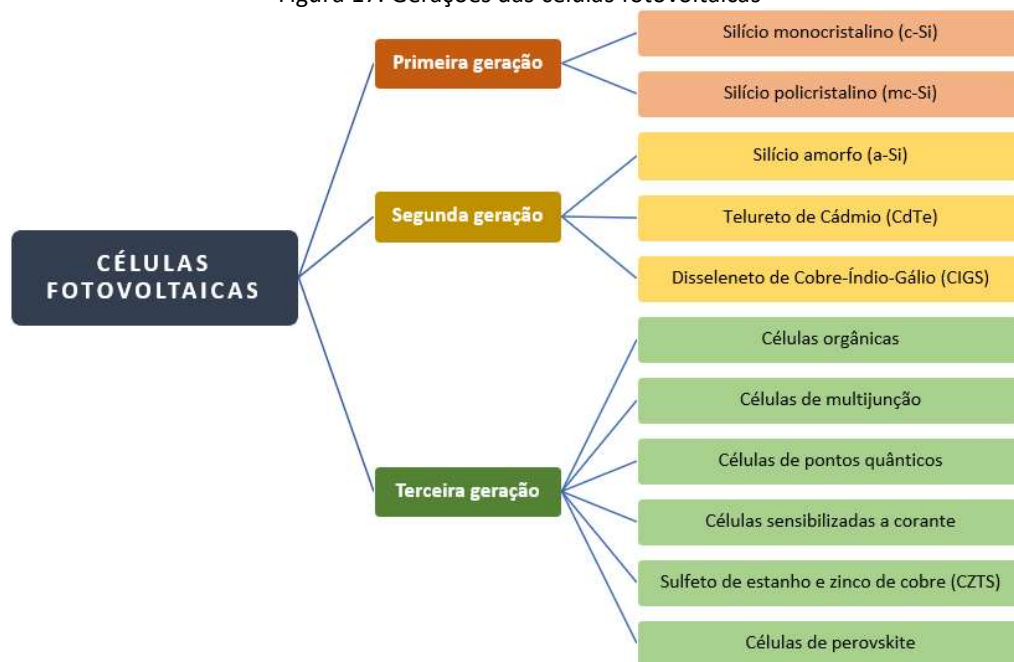
O elemento básico de um sistema fotovoltaico é a célula solar (2.5.1), que capta a radiação solar. Estas células são agrupadas e encapsuladas em módulos fotovoltaicos (2.5.2). Os módulos são agrupados em arranjos (2.5.3). São necessários inversores solares (2.5.4) para adaptar a saída de eletricidade dos módulos às exigências da rede e/ou da carga, convertendo energia em corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA).

2.5.1 Células fotovoltaicas

As células solares valem-se do efeito fotovoltaico e convertem diretamente energia solar em energia elétrica em corrente contínua. O tamanho de uma célula solar varia entre 156 mm² e 166 mm², sendo 156,75 mm² o mais comum em linhas de produção. Podem ser de *wafers* de cristais de silício, de filmes finos ou orgânicas (IEA, 2019b).

São conhecidas três gerações de células fotovoltaicas de acordo com seu desenvolvimento tecnológico, conforme Figura 17. As células solares da primeira geração são formadas por mono cristais (c-Si) ou poli cristais (mc-Si) de Silício. São células que tiveram seus primeiros estudos nos anos de 1970 e algumas ainda estão em funcionamento até os dias atuais, atestando sua confiabilidade, durabilidade e longevidade como tecnologia para geração de eletricidade pelo efeito fotovoltaico (NREL, 2020a). As tecnologias mais comuns das células de segunda geração são os filmes finos de Silício amorfo (a-Si), de Telureto de Cádmio (CdTe) e de Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), que absorvem o espectro solar mais eficientemente. Essas células são formadas pela deposição de finas camadas de semicondutor fotovoltaico em um vidro, polímero ou aço inoxidável. Entretanto, têm o potencial de serem mais baratas que as células de cristais de silício pelo reduzido processo de fabricação (IEA, 2019b). Buscando aplicação da tecnologia fotovoltaica em larga escala pela diminuição do valor de energia gasto para cada Wp gerado, surgiram as células fotovoltaicas da terceira geração. São parte das tecnologias da terceira geração: células de pontos quânticos, células orgânicas, células de multijunção, células sensibilizadas a corante, células de perovskite e células de sulfeto de estanho e zinco de cobre (CZTS).

Figura 17. Gerações das células fotovoltaicas



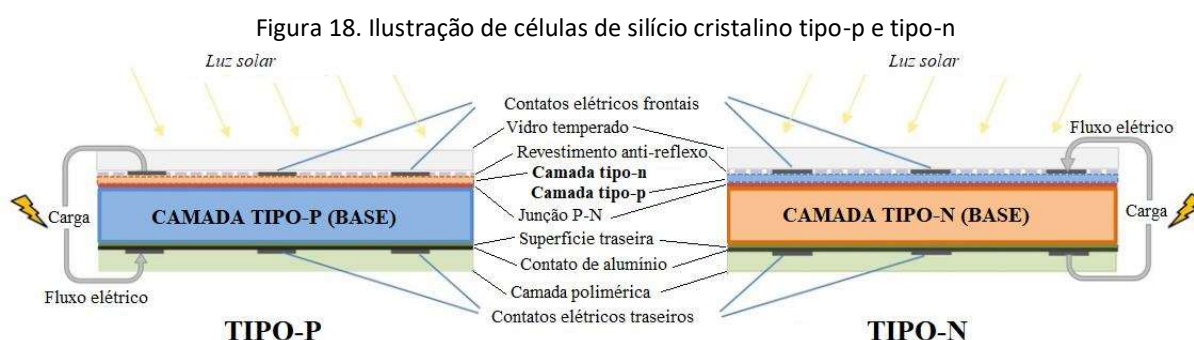
Fonte: adaptado de Shukla, Sudhakar e Baredar (2016)

As células da primeira geração são responsáveis por alta penetração no mercado, correspondendo a 96% da produção mundial de células solares (MINTS, 2018; SHUKLA *et al.*,

2016), resultando em 93 GWp em 2017 (FRAUNHOFER, 2019). Em laboratório, as maiores eficiências obtidas foram de 26,7% para c-Si e de 22,3% para mc-Si (FRAUNHOFER, 2019). Comercialmente, suas eficiências atualmente variam de 20% a 24% (c-Si de junção única) e 18% a 20% (mc-Si de junção única) (IEA, 2019b).

Dióxido de silício, geralmente obtido de rochas de quartzo triturado, é purificado para a obtenção de silício policristalino puro. Esses cristais são dopados com pequenas quantidades de fósforo (carga positiva) e de boro (carga negativa), formando a junção p-n, fundamental para o funcionamento da célula solar. As células podem ser chamadas de tipo-p ou tipo-n dependendo do tipo de construção celular: tipo-n são células cuja base é o fósforo e possuem uma camada ultrafina de boro e tipo-p são células cuja base é o boro com uma camada ultrafina de fósforo.

As células de silício do tipo-n têm processo de fabricação mais caro, mas oferecem melhor desempenho, menor taxa de degradação induzida pela luz e melhor coeficiente de temperatura. O silício dopado é derretido e moldado em blocos retangulares e cortado em finas camadas, o que origina as células policristalinas (mc-Si). Para a obtenção das células monocristalinas (c-Si), o silício dopado pode ser transformado em um único lingote de cristal sólido, usando o processo Czochralski³⁰ (Cz-Si) (SVARC, 2020c). As células tipo-p e tipo-n são ilustradas na Figura 18.



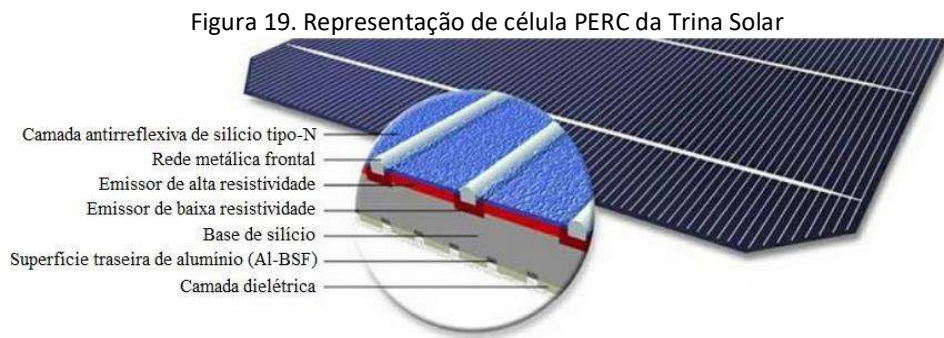
Fonte: adaptado de SVARC (2020a)

A competitividade entre os fabricantes pela obtenção de células mais eficientes levou ao surgimento e emprego comercial das células PERC³¹ (*Passivated Emitter Rear Cell*). Esse tipo de célula possui uma camada de passivação muito fina na parte traseira, o que permite

³⁰ Esse processo envolve a fusão do silício policristalino sob alta pressão e temperatura para crescer lentamente um único cristal monocristalino conhecido como lingote.

³¹ A tecnologia PERC surgiu na década de 1980 na Universidade de South Wales na Austrália. Pode ser conhecida também como *Passivated Emitter Rear Contact*. Podem também ser encontradas com PERL, PERT e PERF (o que faz muitos se referirem a elas como PERX).

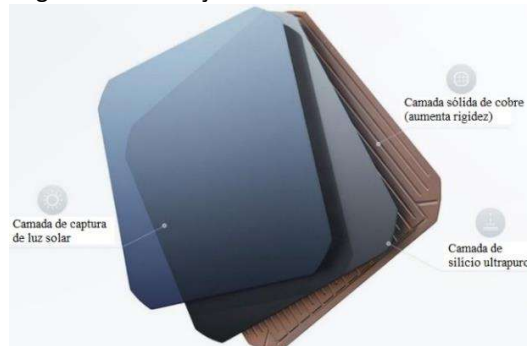
um ganho de eficiência absoluto da célula de até 1%. A passivação reduz velocidade de recombinação de elétrons na superfície do silício e o efeito óptico permite a reflexão da luz no fundo da célula, fazendo com que os raios solares passem mais vezes pelo silício, aumentando a captação de energia da radiação solar. Uma representação de célula com tecnologia PERC da Trina Solar é apresentada na Figura 19 (ALEO, 2020; VILLALVA, 2019).



Fonte: adaptado de SVARC (2020c)

A retirada dos contatos elétricos frontais está sendo adotada para aumentar a eficiência das células cristalinas, fazendo com que os contatos ocorram apenas na parte traseira da célula. Essa mudança permite que toda a frente da célula absorva luz solar, sem sombreamento de fitas metálicas, o que converte mais fótons em energia. São conhecidas como “células solares interdigitadas” ou IBC (do inglês, *interdigitated back contact* – contato traseiro interdigitado) (SUNPOWER, 2020). Além de captarem melhor a luz solar, as células IBC da *SunPower* possuem uma camada sólida de cobre que aumenta a rigidez, facilita os contatos elétricos e previne microfissuras na célula (Figura 20) SVARC (2020c).

Figura 20. Ilustração de célula IBC da *SunPower*

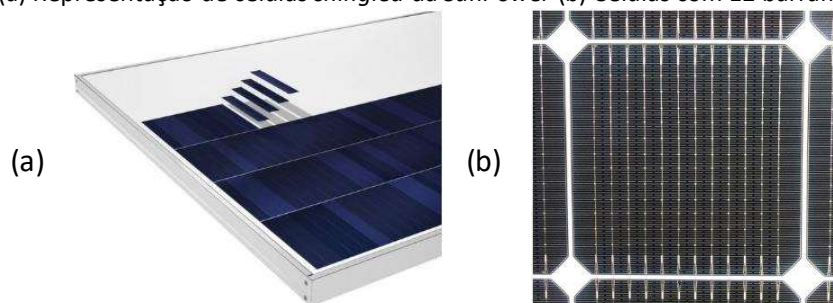


Fonte: adaptado de SVARC (2020c)

Outra tecnologia emergente que aumenta a área do módulo para aumentar a eficiência dos módulos é a célula *shingled* (Figura 21 (a)). Essas células são produzidas pelo

corde a laser de uma célula de tamanho normal em 5 ou 6 tiras e sobrepondo-as vertical ou horizontalmente sobre os módulos utilizando um único adesivo de conexão lateral traseiro e conectadas em paralelo, que reduz os efeitos do sombreamento. A fabricação dessas células é barata e elas têm sido visto como uma opção econômica e de alto desempenho. Os principais fabricantes são *Seraphim*, a *SunPower*, a *Yingli Solar* e a *Znshine* (SVARC, 2020d). Outra opção de melhoria do desempenho das célula é a utilização de barramentos múltiplos³². Essa tecnologia utiliza 12 ou 16 fios muito finos em vez de barramentos planos, proporcionando menor caminho para os elétrons fluírem (Figura 21 (b)) (SVARC, 2020b).

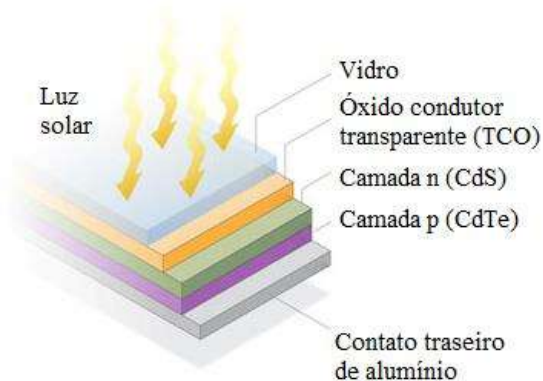
Figura 21. (a) Representação de células *shingled* da *SunPower* (b) Células com 12 barramentos da LG



Fonte: adaptado de SVARC (2020c)

As células de filmes finos (segunda geração) foram responsáveis por 5% da geração de energia por células solares em 2019. A produção mundial foi de 7,5 GWp (FRAUNHOFER ISE, 2020). Na Figura 22 é ilustrada uma célula fotovoltaica de CdTe.

Figura 22. Ilustração de célula fotovoltaica de CdTe

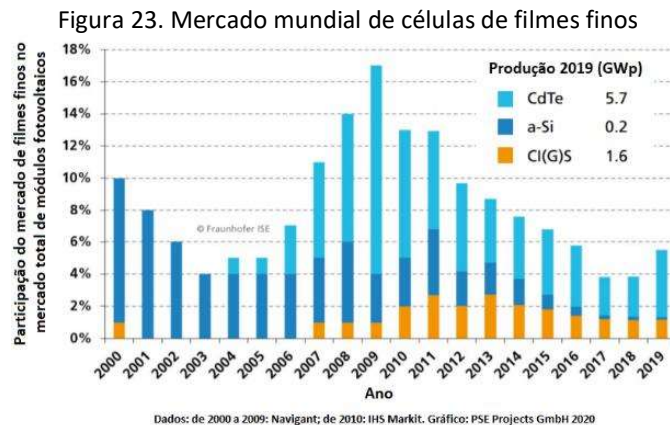


Fonte: adaptado de DOE (2020b)

A série histórica da participação de cada tecnologia de células de filmes finos no mercado mundial (Figura 23) mostra que as células de CdTe foram responsáveis por grande

³² Os barramentos das células solares são fios ou fitas finas por onde a corrente elétrica é transportada.

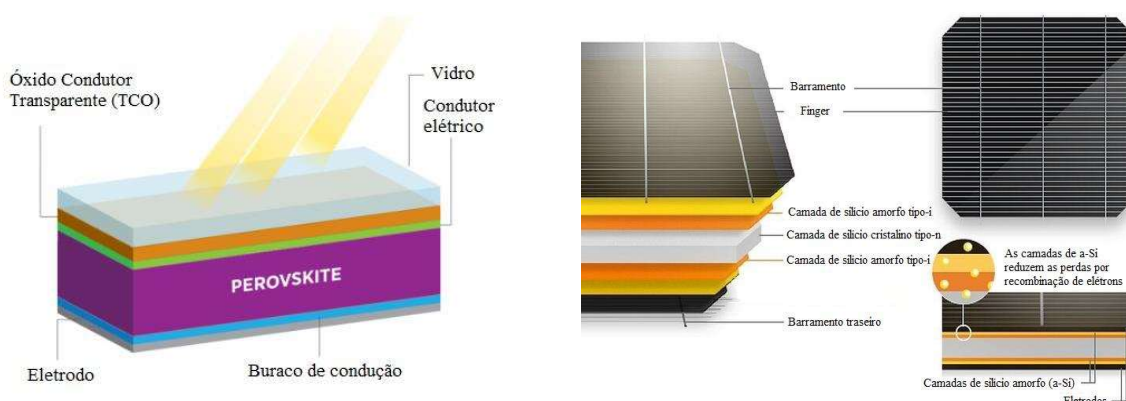
parte da produção de células de filmes finos desde 2007, com ápice de participação no mercado em 2009, e em 2019 corresponderam a 76% da geração mundial por filmes finos. As eficiências das células de filmes finos variam em laboratório entre 22,1% e 23,4% (NREL, 2020a).



Fonte: adaptado de (FRAUNHOFER ISE, 2020).

As células da terceira geração possuem pequena penetração no mercado, pois os custos de produção associados ainda são elevados. Pesquisas recentes do NREL (2020a) apontam que essas tecnologias poderão ter protagonismo no futuro. A eficiência das células de perovskite (Figura 24 (a)) é de 25,2%, mas quando são associadas com outro material (*tandem cells*) podem chegar a 29,1%. As outras tecnologias emergentes de células possuem eficiência por volta de 15%. Destacam-se também as células de multijunção (também chamadas de heterojunção – HTJ – Figura 24 (b)). Essa tecnologia de células apresentou eficiência de 47,1% (utilizando concentradores solares) e de 37,2% (sem concentrador), as maiores eficiências até então obtidas por células fotovoltaicas (NREL, 2020a).

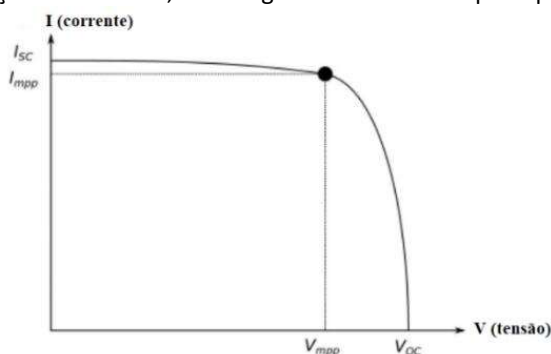
Figura 24. (a) Representação de células de *perovskite* (b) Ilustração de célula de heterojunção da *Panasonic*



Fonte: adaptado de DOE (2020a) e de SVARC (2020c)

Eletricamente, os principais parâmetros de uma célula são: corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente do ponto de máxima potência (I_{mpp}), tensão do ponto de máxima potência (V_{mpp}) e o fator de forma (FF) (HERNÁNDEZ-CALLEJO et al., 2019). Exceto esse último, as demais grandezas podem ser encontradas na curva-IV, que caracteriza uma célula solar (Figura 25).

Figura 25. Representação de Curva-IV, com as grandezas elétricas principais de uma célula solar



Fonte: adaptado de Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra e Alonso-Gómez (2019)

2.5.2 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são formados pelo encapsulamento de células fotovoltaicas. As potências dos módulos em geral variam entre 145 W e 450 W, de acordo com a tecnologia e o tamanho. Nos módulos de silício cristalino, as células são conectadas e encapsuladas entre uma frente transparente (vidro temperado) e um suporte (plástico ou vidro, utilizados nos módulos bifaciais ou sem moldura, *frameless*). Os módulos de filmes finos encapsulam células formadas em um único substrato, em um módulo que pode ser flexível ou fixo, tendo plástico ou vidro transparente como material frontal (IEA, 2019b), conforme Figura 26.

Figura 26. Estrutura de um módulo fotovoltaico

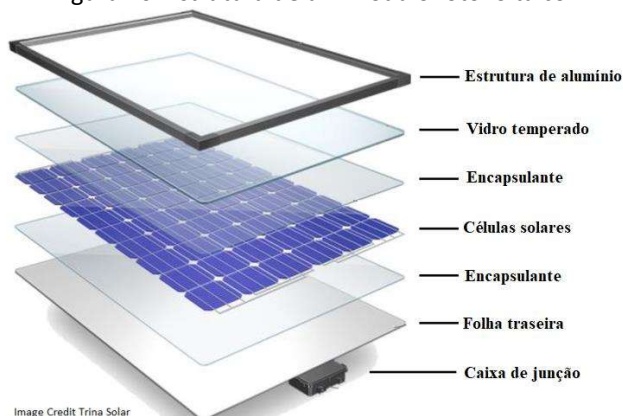


Image Credit Trina Solar

Fonte: adaptado de (SVARC, 2019b)

A eficiência de um módulo fotovoltaico é a razão entre a energia solar incidente no módulo nas condições padrões de teste (STC: irradiância de $1.000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura das células de 25°C e massa de ar de 1,5) e a potência de saída do módulo medida nas mesmas condições. A eficiência do módulo será sempre menor que a eficiência da célula fotovoltaica, pois há perdas causadas pela reflexão da luz do vidro, pelo sombreamento das células das barras de conexão (estrutura) e pelo aumento da resistência elétrica das interconexões do módulo (GSES, 2016). Os módulos sem moldura (*frameless*) têm a vantagem de coletarem menos sujeira e poeira, facilitando a limpeza e a auto-limpeza pela chuva, resultando em maior geração de energia e maior durabilidade. Apesar disso, a ausência da moldura de alumínio os torna mais quebráveis (SVARC, 2020d).

A eficiência dos módulos varia: para células orgânicas, 9%; para silício amorfo, 10%; para CIGS, 17%; para CdTe, 19%; e para GaAs, 25%, podendo ficar acima de 40% para alguns módulos com concentradores (IEA, 2019b). Nos últimos 10 anos, a eficiência dos módulos comerciais de cristais de silício aumentou de 12% para 17%, com opções de até 21%, enquanto a eficiência dos módulos de CdTe aumentou de 9% para 18%. Os módulos com melhor desempenho em laboratório alcançaram eficiência de 24,4% (c-Si) e, com concentradores, essa eficiência chegou a 38,9% (FRAUNHOFER, 2019).

Na Tabela 3 estão apresentados os 10 módulos fotovoltaicos mais eficientes comercialmente disponíveis, com a respectiva tecnologia de célula solar utilizada.

Tabela 3. 10 módulos fotovoltaicos mais eficientes em 2020

Ordem	Fabricante	Modelo	Potência	Tipo de célula	Eficiência
1	SunPower	Maxeon 3	400 W	Tipo-n IBC	22,60%
2	LG	Neon R	375 W	Tipo-n IBC	21,70%
3	REC Solar	Alpha	380 W	HJC Tipo-n <i>half-cut</i>	21,70%
4	LG	Neon 2	355 W	Tipo-n Mono	20,70%
5	SunPower	Maxeon 2	360 W	Tipo-n IBC	20,40%
6	LONGI Solar	Hi-MoX	355 W	Tipo-p Mono PERC <i>shingled</i>	20,30%
7	Q Cells	Q.Pearl Duo G6	350 W	Tipo-p Mono PERC <i>half-cut</i>	20,10%
8	REC Solar	N-Peak	330 W	Tipo-n Mono PERC <i>half-cut</i>	19,80%
9	JINKO Solar	Cheetah HC	330 W	Tipo-p Mono PERC <i>half-cut</i>	19,60%
10	Trina Solar	Honew Splitmax	330 W	Tipo-p Mono PERC <i>half-cut</i>	19,60%

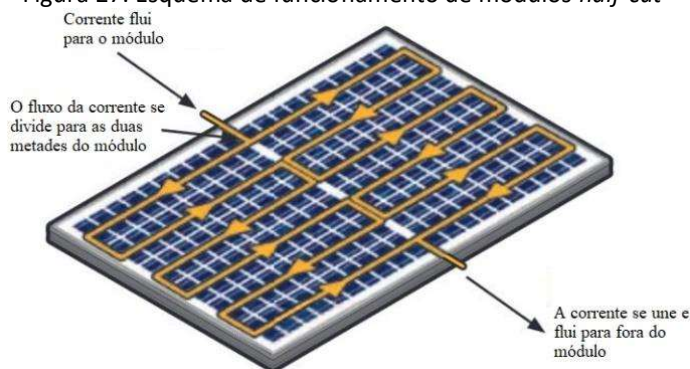
Fonte: adaptado de SVARC (2020)

Os módulos mais eficientes são de silício monocristalino dopados tipo-n. Os dois mais eficientes possuem células IBC tipo-n (células interdigitadas). O módulo da *SunPower* de 400W

é o mais eficiente, com 22,60%. O módulo da *REC Solar* de heterojunção tipo-n *half-cut* apresenta eficiência alta, de 21,70%. A tecnologia PERC está sendo amplamente utilizada pelos fabricantes para aumentar a eficiência dos módulos. A maior eficiência dentre os módulos associa também as células *shingled*, atingindo 20,30% (LONGI Solar 355W).

Dentre os 10 mais eficientes, 5 são módulos *half-cut* (Figura 27), que são fabricados cortando as células convencionais pela metade e movendo a caixa de junção para o centro do módulo. Na prática, o módulo é dividido em dois módulos menores com metade da capacidade funcionando em paralelo. Esse processo reduz a resistência elétrica, o sombreamento, as perdas térmicas e a perda da eficiência em altas temperaturas. Além disso, a menor distância do fio ao centro do módulo aumenta ainda mais a eficiência e pode aumentar a potência de um módulo de tamanho semelhante em até 20W. Outro benefício é possibilitar que o sombreamento parcial na posição retrato não diminua a geração como ocorre nas células convencionais. Durante o sombreamento parcial, a tensão é mantida e a perda de corrente é reduzida em 50%, o que significa melhor desempenho quando sombreado (SVARC, 2020d). As previsões afirmaram que em 2019 dois terços das linhas de fabricação de módulos novos seriam compostos por módulos *half-cut* (IEA, 2019b).

Figura 27. Esquema de funcionamento de módulos *half-cut*

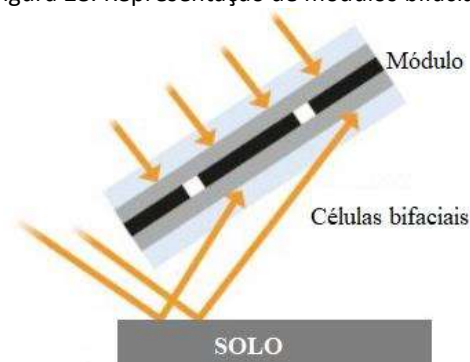


Fonte: adaptado de SVARC (2020c)

Os módulos bifaciais são uma tecnologia de módulos com células solares que absorvem a luz de ambos os lados do módulos, produzindo 5% a 30% mais energia do que os módulos tradicionais, com um custo inicial até 15,6% maior e custo nivelado de energia de 2 a 6% menor que os módulos mono faciais. Nesses módulos, há uma camada frontal de vidro e uma camada traseira transparente de material orgânico ou vidro encapsulando as células solares, permitindo a entrada de luz refletida na parte traseira do módulo (Figura 28). Essa tecnologia de módulos pode ser instalada montada em solo, nas coberturas e nas fachadas de

edifícios e até como barreiras sonoras. Sua absorção de luz solar nas duas faces do módulo lhe confere menor variação quanto a orientação e inclinação ideais. Os módulos obterão maior produtividade se instalados sobre superfícies com maiores albedos, ou seja, nas superfícies mais claras, mais reflexivas. A distância entre as fileiras de módulos e a altura que eles estão da superfície montados também influenciam no desempenho de módulos bifaciais. Quanto maior a distância entre as fileiras e mais alto estiverem, maior será a potência de saída. Além disso, as perdas por sujeira de módulos bifaciais são menores (GU *et al.*, 2020). Os principais fabricantes são LG, *Trina solar*, *Jinko Solar* e *Yingli Solar* (SVARC, 2020b).

Figura 28. Representação de módulos bifaciais



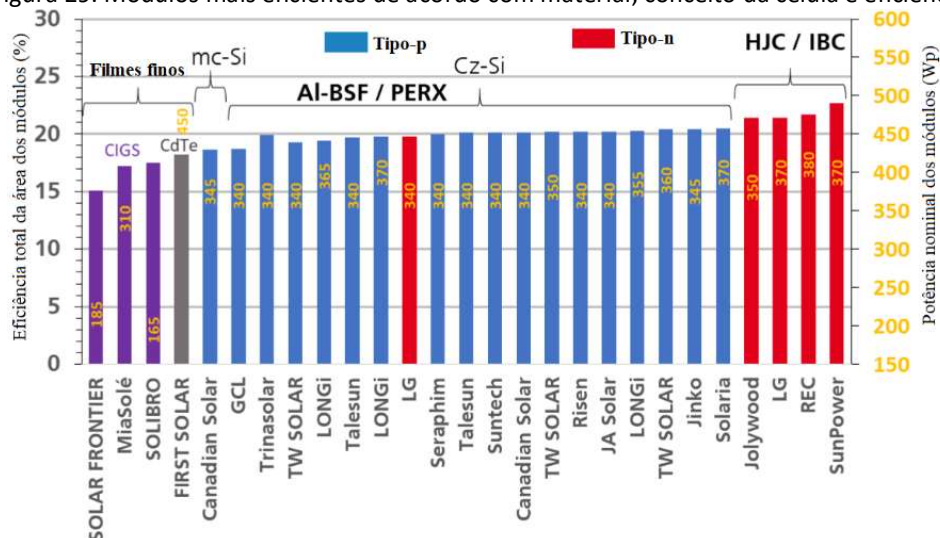
Fonte: adaptado de SVARC (2020c)

Uma tecnologia que está se tornando mais popular é a adição de otimizadores de energia CC nos módulos (*MLPE – Módulos eletrônicos de potência*), que são pequenas unidades de conversão de energia conectadas diretamente aos módulos individuais. O objetivo é fornecer a tensão ideal para a geração máxima de energia, compensando o mau desempenho de um módulo sujo ou sombreado, por exemplo, com a alteração da tensão fornecida ao inversor (principais fabricantes: *Tigo* e *SolarEdge*) (SVARC, 2020d). Os módulos fotovoltaicos também podem ser combinados com coletores solares térmicos, para conversão da luz solar em eletricidade e o calor residual alimenta sistema de aquecimento (IEA, 2019b).

Uma classificação dos módulos comerciais mais eficientes abrangendo tecnologias de filmes finos é apresentada na Figura 29. O módulo da *FirstSolar* de CdTe de 450W é o mais eficiente entre os de filmes finos, com eficiência próximo de 18%. A maior parte dos módulos mais eficientes possui potência entre 310W e 380W, exceto os de CIGS da SOLIBRIO (165W) e da SOLAR FRONTIER (185W) e o da *FirstSolar* de CdTe (450W). Os principais fabricantes mundiais de células e módulos fotovoltaicos são mostrados na Tabela 4. Todos esses grandes produtores de células e módulos fotovoltaicos utilizam o silício policristalino como tecnologia

de suas células solares. Em 2018, essa tecnologia foi responsável por 50% de toda a produção de células fotovoltaicas (MINTS, 2018). A eficiência das células de mc-Si tem aumentado e a potência de saída dos módulos também, especialmente pela fabricação de módulos *half-cut* (IEA, 2019b). Entretanto, em 2019 os módulos de silício monocristalino passaram a ter uma participação maior na produção mundial, com um percentual de 66% (FRAUNHOFER ISE, 2020), o que mostra a rapidez que o mercado de módulos fotovoltaicos evolui de acordo com as novas tecnologias desenvolvidas.

Figura 29. Módulos mais eficientes de acordo com material, conceito da célula e eficiência



Fonte: (FRAUNHOFER, 2019). *AI-BSF significa células com contato traseiro de alumínio.

Tabela 4. Cinco maiores produtores mundiais de células e módulos fotovoltaicos

Posição	Produção de células solares		Produção de módulos fotovoltaicos	
	Fabricante	Potência (GW)	Fabricante	Potência (GW)
1	Hanwha Q CELLS	7,4	JinkoSolar	8,6
2	JA Solar	7,0	JA Solar	8,5
3	Tongwei Solar	6,5	Canadian Solar	8,0
4	JinkoSolar	5,8	Hanwha Q CELLS	7,7
5	Canadian Solar	5,7	LONGi Green Energy Technology	7,5

Fonte: adaptado de IEA (2019b)

As tecnologias de filmes finos foram responsáveis pela produção de 7,5 GW em 2019 (FRAUNHOFER ISE, 2020). As tendências comerciais são o aumento do tamanho dos módulos, a utilização de substratos flexíveis que permitam a instalação em superfícies curvas, módulos transmissores de luz e módulos integrados com telhas. A principal fabricante é a americana *FirstSolar*, que produziu 2,8 GW de módulos fotovoltaicos de CdTe em 2018, com módulos de tamanhos maiores, que podem chegar a 400 W de potência (IEA, 2019b).

Dentre as tecnologias de filmes finos, os módulos de Telureto de Cádmio possuem maior penetração no mercado, têm processo de fabricação mais rápido, baixo custo de energia produzida por Watt, menor tempo de retorno de energia e utilizam menos carbono na produção, o que resulta em um custo-benefício melhor que as células da primeira geração (DOE, 2020a; SHUKLA *et al.*, 2016). Essa tecnologia possui uma abertura de banda³³ de 1,45 eV, compatível com o espectro solar e quase ideal para converter a luz solar em eletricidade usando uma junção (DOE, 2020a).

Uma grandeza importante das células e módulos fotovoltaicos é o coeficiente de temperatura, que mede a perda de energia à medida que a temperatura da célula aumenta (em %/°C). Todas as células e módulos são classificados usando condições de teste padrão (25°C) e reduzem lentamente a produção de energia à medida que a temperatura da célula ultrapassa os 25°C, o que é bem comum nas condições reais de operação dos sistemas fotovoltaicos. A temperatura da célula depende da temperatura do ar, da velocidade do vento, da hora do dia e irradiância solar incidente na célula (em W/m²) (SVARC, 2020b).

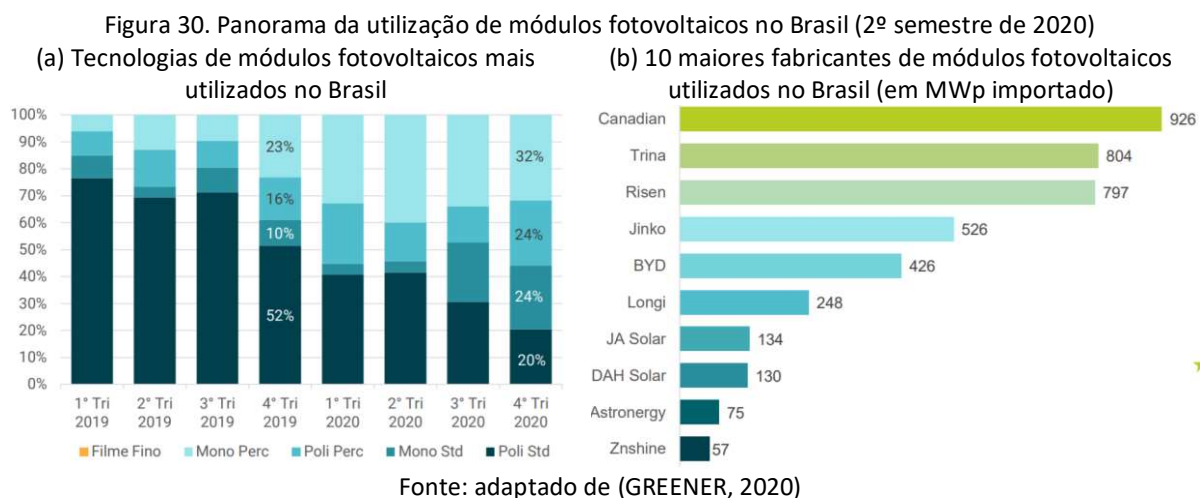
Os coeficientes de temperaturas médio de células de silício monocristalino é de -0,38%/°C, de silício policristalino de -0,41%/°C, de monocristalino IBC de -0,30%/°C e de células de heterojunção de -0,26%/°C (SVARC, 2020b). As células de filmes finos em geral apresentam valores menores de coeficientes de temperatura, tendo melhor comportamento em condições com altas temperaturas (-0,25%/°C). Em climas quentes e ensolarados, a alta temperatura das células é a principal causa de perdas de energia dos sistemas fotovoltaicos (DO NASCIMENTO *et al.*, 2020).

Comparando o desempenho de módulos de Si e de CdTe quanto ao espectro solar, Braga, do Nascimento e Rüther (2019) ressaltaram que os desempenhos dos módulos de silício são pouco afetados pela coluna de água precipitável e pela massa de ar mas podem apresentar degradação potencial induzida em áreas costeiras com altas temperatura e umidade relativa, pois são mais sensíveis à temperatura que tecnologias mais novas, como o CdTe. Módulos de CdTe possuem bons desempenhos em climas quentes com altos índices de irradiação solar, devido a valores menores de coeficiente de temperatura e por possuir resposta espectral próxima ao azul (DO NASCIMENTO *et al.*, 2020).

³³ Abertura de banda (*band gap*) é a parte do espectro solar em que a célula fotovoltaica absorve radiação solar. Os *gaps* (buracos) de energia são a faixa proibida de energia entre os elétrons de valência e os elétrons de condução. Os semicondutores podem modificar a quantidade de elétrons na banda de condução, o que é uma característica interessante para geração de energia (HERNÁNDEZ-CALLEJO *et al.*, 2019).

Módulos fotovoltaicos de CdTe podem apresentar corrosão do óxido condutor transparente (TCO), o que diminui sua eficiência. Esse fenômeno ocorre quando o sódio do vidro de cobertura do módulo reage com a umidade e perde sua condutividade elétrica, causando perdas irreversíveis ao módulo. Para evitá-lo, devem ser utilizados inversores com transformadores (isolados galvanicamente) com aterramento negativo. Em células cristalinas de silício, em geral, esse problema não ocorre pela robustez do encapsulamento de suas células e a espessura das células diminui as correntes parasitas, que também reduzem a eficiência. Para esses módulos, o aterramento dificilmente é requerido (SMA, 2020).

No Brasil, no segundo semestre de 2020, 56% dos módulos fotovoltaicos importados foram de células PERC de silício cristalino, sendo 32% de células de silício monocristalino e 24% de policristalino (Figura 30a). No terceiro trimestre de 2018, esse tipo de células representava menos de 10%, mas esse percentual tem aumentado. Módulos com células mais eficientes tem substituído os módulos com células solares padrões. Ainda não há participação expressiva de módulos de filmes finos no mercado brasileiro. Na Figura 30b são apresentados os 10 fabricantes de módulos mais utilizados no Brasil (GREENER, 2020).



A *Canadian*, terceira maior produtora de módulos fotovoltaicos em nível mundial, tem destaque no mercado nacional, sendo responsável por 926 MWp importado no período considerado. Em segundo lugar está a *Trina*, com 804 MWp. A *Jinko Solar*, líder mundial, está em quarto lugar com 526 MWp. A *JA Solar*, que figura no segundo lugar mundial, nessa classificação nacional aparece na 7ª posição, com 134 MWp.

2.5.3 Arranjos fotovoltaicos

Há diversas formas de aplicação dos módulos fotovoltaicos para geração de energia. Podem ser instalados ao solo (*ground-mounted*), com ou sem sistemas de rastreamento para maximizar a captação de radiação solar em todo o ano. Esses sistemas de rastreamento permitem um aumento na produtividade em 10%-20% (eixo único) e 20%-30% (eixo duplo). Os módulos fotovoltaicos bifaciais são capazes de captar radiação em ambos os lados e, quando montados em uma superfície que o albedo reflete luz suficiente, podem levar a aumentos significativos na produção de energia (15% com estrutura fixa e até 25% com sistema de eixo único) (IEA, 2019b).

Os sistemas fotovoltaicos podem também ser montados em uma estrutura que flutua na superfície da água e podem ser associados a conexões de rede existentes. Outra aplicação para os sistemas fotovoltaicos é combiná-los com colheitas agrícolas, pois o compartilhamento de luz entre esses dois tipos de produção aumenta o rendimento das culturas e a água que evapora das culturas reduz a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. Pequenos módulos também podem ser aplicados para iluminação, carregamento do telefone e alimentação de rádio ou computador pequeno. Recentemente, os módulos fotovoltaicos estão sendo aplicados em carros, caminhões e navios (IEA, 2019b).

A instalação dos módulos fotovoltaicos em edificações pode ser de duas formas: aplicadas ou integradas à edificação. Os módulos aplicados (BAPV – *Building Applied Photovoltaics*) são instalados utilizando estruturas de fixação sobre a envoltória. Dessa forma, as estruturas do edifício e a maneira como elas funcionam não são diretamente afetadas pelos módulos. Os módulos fotovoltaicos são instalados em determinados ângulos de inclinação no telhado ou na fachada com base nas condições climáticas locais (KUMAR *et al.*, 2019). Tais sistemas são mais usados em reformas, com módulos fotovoltaicos prontos para uso montados em uma estrutura de suporte de metal separada, sobrepostos no telhado de um edifício existente (SANTOS; RÜTHER, 2012)

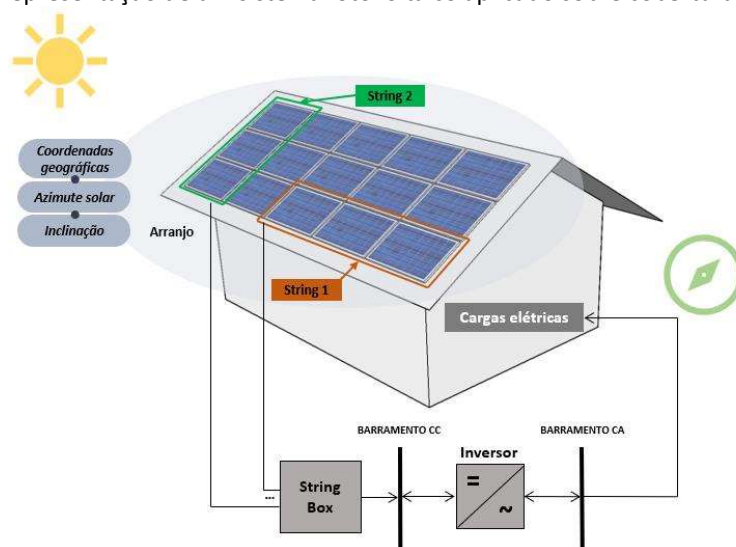
Já os integrados (BIPV – *Building Integrated Photovoltaics*) são assim chamados porque se integram às estruturas do edifício, principalmente no telhado ou nas fachadas, substituindo os materiais de construção tradicionais usados na construção de telhados ou paredes (inclui módulos na forma de vidro transparente ou semitransparente). O BIPV é instalado considerando as condições climáticas locais e a arquitetura do edifício, sendo personalizados

e se tornando parte integrante do envelope do edifício, impactando suas estruturas e funcionalidades (KUMAR *et al.*, 2019; SANTOS; RÜTHER, 2012).

Um arranjo é definido como um conjunto de módulos instalados em um local que possui inclinação comum e mesmo azimuth solar. Se a edificação tiver mais de um arranjo, cada um deles é chamado de sub-arranjo. Dentro de um sub-arranjo, há uma ou mais *strings*, que são um grupo de módulos conectados em série. Eletricamente, essas *strings* são conectadas a uma *string box* que, por sua vez, é conectada ao inversor. Alguns inversores possuem a *string box* integrada.

As coordenadas geográficas, o azimuth solar (ângulo entre a direção solar e o norte geográfico) e a inclinação em que os módulos estão instalados são fundamentais para o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Para o hemisfério sul, a melhor orientação para instalação dos módulos é quando os módulos estão orientados para norte (ângulo azimuthal nulo) e a inclinação que resulta em desempenhos melhores é igual ao ângulo da latitude (SABER *et al.*, 2014). Entretanto, para o clima brasileiro, há uma faixa ampla de inclinações e orientações do arranjo fotovoltaico que resultam em geração de eletricidade diferindo apenas 1% da ideal³⁴ (GASPARIN; KRENZINGER, 2017). Na Figura 31 são apresentados esses conceitos e os componentes do sistema com módulos aplicados sobre edificação. Os inversores serão detalhados na subseção a seguir.

Figura 31. Representação de um sistema fotovoltaico aplicado sobre cobertura de edificação



³⁴ É importante considerar que os fabricantes recomendam inclinações mínimas para a instalação dos módulos (entre 10° e 15°) com a finalidade de facilitar a limpeza (a chuva produz efeito de autolimpeza). Essa recomendação não impede que os módulos sejam instalados em inclinações menores (por exemplo, seguindo a inclinação de coberturas existentes de forma a não alterar a volumetria da edificação), mas é necessária limpeza regular dos sistemas com água e esponja não abrasiva durante os períodos amenos do dia (CANADIANSOLAR, 2017).

2.5.4 Inversores

Segundo Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra e Alonso-Gómez (2019), o inversor é o elemento crítico de um sistema fotovoltaico. A escolha dos inversores para o sistema fotovoltaico é extremamente importante, uma vez que influencia diretamente na eficiência do sistema. Há diversas condicionantes para a escolha do inversor adequado para o sistema fotovoltaico: as tensões de operação dos módulos, o número de estágios de processamento de potência dos inversores, se é requerido ou não isolamento pelos módulos adotados, a classe de potência do sistema fotovoltaico, o formato da energia da saída, o tipo de interface da rede etc. (DOGGA; PATHAK, 2019; SMA, 2020)

Os inversores convertem a tensão da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos (corrente contínua) em tensão utilizável para as cargas e a rede (corrente alternada) e incorporam funções de controle que influenciam no funcionamento do sistema, como: seguidor do ponto de máxima potência³⁵ (MPPT), conexão ou desconexão da rede em função das condições da mesma e da irradiância incidente sobre o arranjo, medida de energia e regulação do valor de saída, que pode ser pela regulação da tensão antes do inversor, no próprio inversor ou utilizando um autotransformador (RAMPINELLI *et al.*, 2013).

Define-se como a eficiência dos inversores a razão entre a energia elétrica na saída do inversor (CA) e a energia na entrada do inversor (CC), que não é um valor constante, pois depende do nível de carregamento³⁶ (ILR) e pela tensão CC de entrada. Além disso, há as perdas, que podem ser por chaveamento ou por condução (RAMPINELLI *et al.*, 2013). Os valores das eficiências das marcas de última geração dos inversores é de 98% ou superior (FRAUNHOFER ISE, 2020).

Como a tensão dos módulos fotovoltaicos em geral é baixa (de 30 V a 60 V) em comparação com a dos inversores (em geral, de 325 V para monofásicos e de 565 V para trifásicos), os módulos precisam ser conectados em série ou paralelo para conexão aos inversores (DOGGA; PATHAK, 2019).

³⁵ O MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*, que significa Seguidor do Ponto de Máxima Potência) é um conversor CC-CC que tem a função de fazer com que o sistema fotovoltaico opere com sua máxima potência, proporcionando aumento substancial no rendimento do sistema. Geralmente, é utilizado em sistemas fotovoltaicos com inclinações e orientações diferentes que, sem a utilização desse conversor, perderiam capacidade de geração pelas diferenças de irradiação e temperatura. O uso de inversores com diversos MPPT é essencial a sistemas fotovoltaicos, pois o desacoplamento de energia é um requisito desse tipo de sistema de geração (DOGGA; PATHAK, 2019).

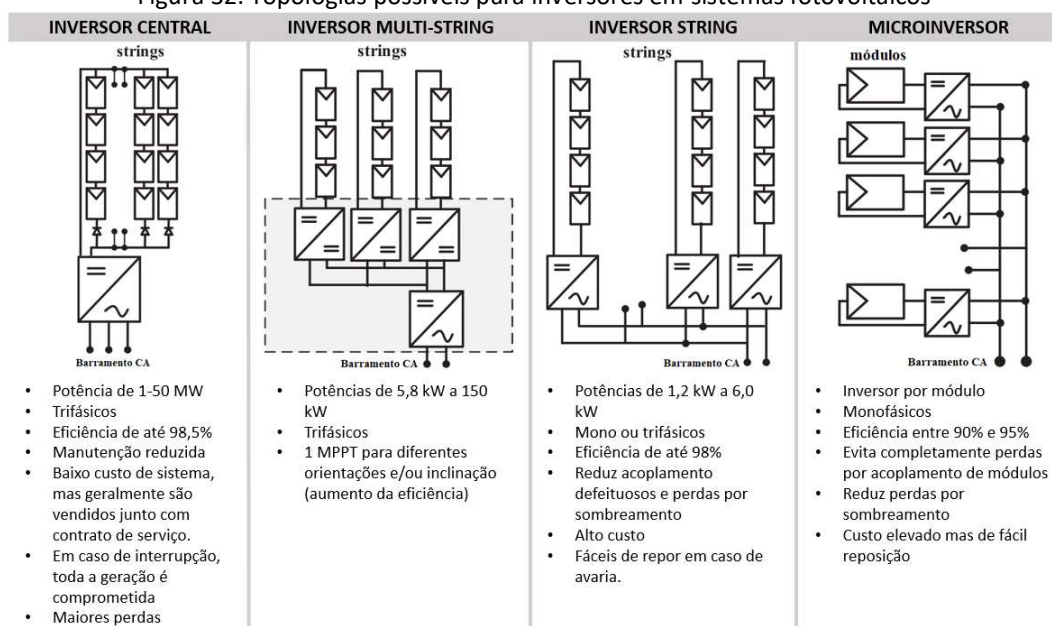
³⁶ A Taxa de carregamento do inversor ou ILR (do inglês, *Inverter Loading Ratio*, que significa razão de carregamento do inversor) é definido como a razão entre a potência em CC (soma da potência do sistema fotovoltaico) e a potência em CA (soma das capacidades dos inversores do sistema).

Para algumas tecnologias de módulos, como os de filmes finos de Telureto de Cádmio, é recomendado o uso de inversores que possuem acoplados a si transformadores, que também reduzem as perdas pela corrosão do TCO (óxido condutor transparente) dos módulos, evitando perdas consideráveis de eficiência (SMA, 2020).

Quanto ao isolamento, os inversores podem possuir isolamento galvânico³⁷ ou não. Esse isolamento fornece melhores padrões de segurança pois não estabelecem uma conexão elétrica direta entre a fonte e os circuitos de carga, mas limita a eficiência devido aos componentes necessários. O isolamento permite que o lado CC (módulo fotovoltaico) e o lado CA (carga ou rede) sejam aterrados sem nenhum conflito (*dual grounding*). A tendência mais recente para inversores solares é sem transformador, de estágio único e configurações monofásicas, mas o inversor com isolamento galvânico é requerido quando é necessário aterrar fiação CC e é recomendado para sistemas fotovoltaicos com módulos de CdTe (DOGGA; PATHAK, 2019; KABALCI, 2020; SMA, 2020).

Os inversores podem ser conectados ao sistema fotovoltaico de, basicamente, quatro formas: central, multi-string, string ou Microinversor (Figura 32). Os inversores centrais são responsáveis por aproximadamente 44% do mercado, enquanto os string e multi-string por 52%. O mercado dos micro-inversores ainda é pequeno (cerca de 1%) (FRAUNHOFER, 2019).

Figura 32. Topologias possíveis para inversores em sistemas fotovoltaicos



Fonte: figura adaptada de (ZEB *et al.*, 2018) e informações de (FRAUNHOFER, 2019; RAMPINELLI *et al.*, 2013)

³⁷ Ou isolamento baseado em transformadores. Entretanto, as topologias de inversores sem transformador são preferidas devido ao seu custo reduzido (KABALCI, 2020).

Os inversores centrais são usados principalmente em usinas fotovoltaicas de alta potência devido à sua densidade de potência e capacidade de conversão na escala de MW. Os módulos fotovoltaicos são conectados em série nas *strings* e essas são conectadas em paralelo para produzir uma saída combinada. O inversor central requer um barramento em CC único. A tensão do barramento CC é mantida principalmente abaixo da faixa de isolamento do módulo fotovoltaico e normalmente até 800 V. As topologias difundidas dos inversores centrais são produzidas em estruturas volumosas e pesadas devido a transformadores e refrigeradores. A principal desvantagem do inversor central é a limitação da eficiência geral em relação aos módulos sombreados por não haver múltiplos MPPT (KABALCI, 2020).

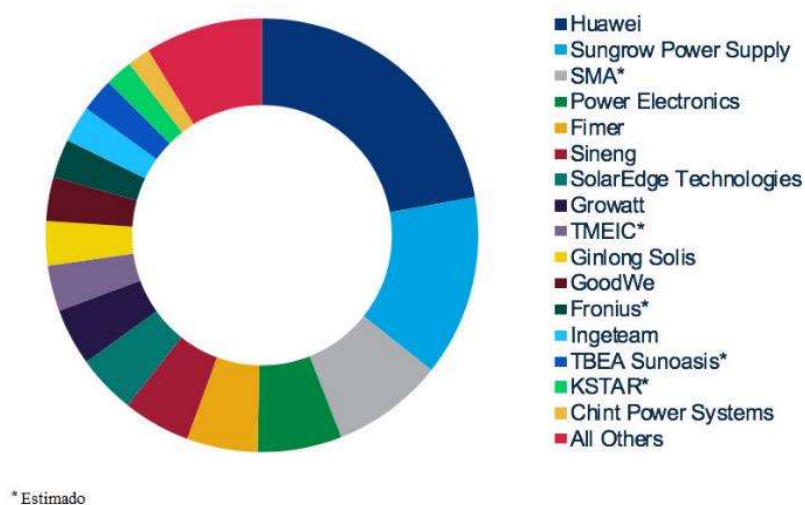
O inversor *string* é um inversor central de tamanho menor, uma vez que cada *string* é conectada diretamente a um inversor, e a capacidade total de potência é aumentada com o arranjo de inversores acoplados. Se a tensão na *string* não for alta o suficiente, deve-se acrescentar um conversor *boost* CC-CC. Os inversores *string* são essenciais para integrar qualquer *string* com controle MPPT. A eficiência geral de inversores *string* é de até 97% e 98%, de acordo com os dados dos fabricantes SMA, *Danfoss*, *Delta* e outros (KABALCI, 2020).

Os inversores *string* e *multi-string* melhoram a eficiência do MPPT, mas sofrem perda de eficiência quando há sombreamento em qualquer módulo fotovoltaico. Para lidar com esse problema, há a opção da utilização de micro inversores em cada módulo, que possuem potência entre 100 W e 400 W (KABALCI, 2020).

Os inversores devem contribuir ativamente para o gerenciamento e proteção da rede, o que tem levado ao desenvolvimento de novos inversores com recursos sofisticados de controle e comunicação interativa. Os inversores fotovoltaicos são produzidos em muitos países, como China, Japão, Coreia do Sul, Austrália, EUA, Canadá, Alemanha, Espanha, Áustria, Suíça, Dinamarca, Itália e Tailândia. Estima-se que os fabricantes chineses de inversores forneceram 65,7 GW de inversores em 2018, uma participação dos fabricantes chineses no mercado global de inversores de 61% com cinco empresas entre as 10 maiores produtoras (*Huawei*, *Sungrow*, *Sineng*, *Goodwe* e *TBEA Sunoasis*) (IEA, 2019b).

A tecnologia do inversor tornou-se o foco de interesse de muitas empresas do ramo de tecnologias fotovoltaicas, pela alta taxa de penetração dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no mercado (perto de 99%) (IEA, 2019b). As entregas mundiais de inversores fotovoltaicos em 2019 por fabricante são apresentadas na Figura 33. As principais fabricantes são a *Huawei*, a *Sungrow* e a SMA.

Figura 33. Entregas mundiais de inversores fotovoltaicos em 2019 (MW)



Fonte: adaptado de Enkhardt (2020)

A maioria dos inversores solares com potência superior a 3kW possui mais de um MPPT, permitindo a instalação de *strings* com diferentes ângulos de inclinação e desvio azimutal no mesmo inversor (SVARC, 2019a). No Brasil, os fabricantes de inversores mais utilizados no mercado brasileiro no 2º semestre de 2020 foram *Growatt* (até 9,9 kW), *Fronius* (entre 10 kW e 49,9 kW) e *Sungrow* (acima de 50 kW). A empresa brasileira PHB foi a 10ª maior em potência importada no 2º semestre de 2020, cerca de 43 MW de inversores com potência de até 9,9 kW (GREENER, 2020). Além da PHB, que possui em seu portfólio inversores solares convencionais e bidirecionais, destacam-se como empresas brasileiras no ramo de inversores a *Ecosolys* com seus inversores convencionais e a *NHS Solar* com inversores convencionais e híbridos (ECOSOLYS, 2021; NHS, 2021; PHB, 2021).

As preferências por fornecedores de inversores mudam de acordo com o perfil da empresa que faz a instalação. No 2º semestre de 2019 período, os inversores foram responsáveis por 30% dos problemas ocorridos com sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil após a instalação. Isso indica que é necessária uma atenção especial a esse componente do sistema fotovoltaico (GREENER, 2019).

Comercialmente, a potência dos inversores residenciais varia de 1 kW a 10 kW e para aplicações maiores, inversores centralizados de 2 MW a 5 MW também estão disponíveis. O mercado de módulos eletrônicos de potência (*MLPE*), composto por microinversores e otimizadores de corrente contínua (trabalhando no nível do módulo) está em expansão, especialmente nos EUA (IEA, 2019b).

2.6 Armazenamento de energia em baterias

Em geral são utilizados bancos de baterias elétricas para armazenar a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, descarregando de acordo com as exigências da carga³⁸ (IEA, 2019b). As baterias elétricas são dispositivos que armazenam energia elétrica na forma eletroquímica e fornecem eletricidade direta em corrente contínua. Basicamente, são três os componentes de uma bateria recarregável que juntos formam uma célula eletroquímica: o cátodo (eletrodo positivo), o ânodo (eletrodo negativo) e o eletrólito, que pode ser sólido ou líquido. O cátodo e o ânodo, tipicamente constituídas por materiais quimicamente reativos, são colocadas no eletrólito que facilita a transferência de íons dentro da bateria. O fluxo de elétrons produz uma voltagem, que normalmente é inferior a 2 V. Várias células conectadas em série fornecem a tensão de saída. Durante a descarga, o fluxo de elétrons é gerado por meio de reações eletroquímicas – ocorrem reações de redução da oxidação e a corrente elétrica flui no circuito externo do cátodo para o ânodo. A bateria é recarregada aplicando-se uma tensão externa nos eletrodos e sua durabilidade está associada à profundidade da descarga (FERREIRA *et al.*, 2013; JOSEPH; SHAHIDEHPOUR, 2006; LUO *et al.*, 2015).

A redução acelerada dos custos das baterias está viabilizando um amplo uso dessa tecnologia em edificações com sistemas fotovoltaicos, pois têm resposta rápida, alta eficiência e baixa demanda de instalação e manutenção (LUO *et al.*, 2015). Dentre os fatores que influenciam a interação entre sistema fotovoltaico com baterias e a rede são: uso da edificação, tamanho da bateria, potência de pico do sistema fotovoltaico e a estratégia de gerenciamento do sistema fotovoltaico (SCHIBUOLA *et al.*, 2017).

Um sistema de baterias apropriadamente dimensionado é aquele em que as baterias são suficientes para evitar consumo em períodos de tarifas de ponta ou aquele em que a bateria é dimensionada atentando para considerações do custo de vida, com maximização do valor presente líquido (HEINE *et al.*, 2019). Tal sistema pode ser competitivo em termos de custo em comparação com o sistema fotovoltaico independente (TERVO *et al.*, 2018). Estratégias de controle de despacho de energia são importantes para enviar a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico para a bateria ou para a rede distribuidora, dependendo do

³⁸ Em sistemas isolados, são essenciais também controladores de carga acoplados às baterias, que mantém as baterias no estado de carga mais alto possível e fornece ao usuário a eletricidade necessária, protegendo a bateria contra descargas profundas ou sobrecargas. O uso de controladores de carga em sistemas conectados à rede também está aumentando (IEA, 2019b).

estado da carga e da forma do perfil assumido para a eletricidade exportada, adaptando-se a diferentes perfis de transferência (SCHIBUOLA *et al.*, 2017).

As baterias são provavelmente os meios mais promissores e confiáveis para a integração segura de sistemas fotovoltaicos à rede. Deve-se atentar para estratégias de carregamento e descarregamento, de modo a reduzir a taxa de carga e atingir a capacidade máxima da bateria mais tarde no dia, de modo que seja suficiente a capacidade disponível da bateria para exportar eletricidade durante as horas de ponta (SCHIBUOLA *et al.*, 2017).

Algumas terminologias que caracterizam os sistemas de armazenamento por baterias aplicados são essenciais (CASTILLO; GAYME, 2014; DOE, 2018; SPIERS, 2012):

- Capacidade de armazenamento de energia (kWh ou MWh): a quantidade de energia que pode ser armazenada;
- Potência (kW ou MW): a quantidade de energia que pode ser descarregada dentro da duração típica da descarga pelo inversor da bateria;
- Tempo de resposta: o tempo necessário para o armazenamento começar a fornecer potência;
- Despacho: a forma como a bateria é operada, incluindo os momentos em que é carregada e descarregada e a profundidade da carga ou descarga;
- Duração de carga/descarga: o tempo necessário para o armazenamento carregar ou descarregar completamente;
- Vida útil (anos ou ciclos): o número de ciclos e/ou anos em que uma tecnologia de armazenamento continuará operando;
- Eficiência de ida-e-volta (%): a proporção de energia descarregada pelo sistema com a energia necessária (incluindo perdas) para carregar o sistema em cada ciclo;
- Profundidade de Descarga (DOD) (%): a fração ou porcentagem da capacidade que foi removida da capacidade máxima da bateria;
- Estado de Carga (SOC) (%): é a fração ou porcentagem da capacidade máxima de carga disponível na bateria em determinado momento. Os valores mínimos ($SOC_{\min}$) e máximos ($SOC_{\max}$) são importantes pois definem os momentos de carga e descarga e influenciam a vida útil.

No contexto mundial, as baterias mais utilizadas em edificações são as de íons de lítio (Li-íon) – em residências, pela maior profundidade de descarga e melhor sustentabilidade – e

as de chumbo-ácido (PbA) – em edificações comerciais, pelo baixo custo e acessibilidade (LIU *et al.*, 2019). As baterias de chumbo-ácido (PbA) são a tecnologia mais antiga disponível no mercado, possuem eficiência variando de 70% a 80%, baixo custo e podem durar de 5 a 15 anos. Dentre seus pontos negativos, elas operam apenas entre 500 e 2.000 ciclos, tem baixo desempenho em carga parcial e em baixas temperaturas e capacidade limitada de carga (PARRA *et al.*, 2017).

Como no nível de comunidade em geral é necessária alta capacidade de carga estacionária durante a carga e a descarga, além de várias operações de carga parcial da bateria e é desejada uma vida útil (em ciclos) longa, as baterias de PbA convencionais não são muito adequadas. Já as de íons de Lítio são apropriadas, uma vez que a energia no contexto da comunidade há aplicações de curto e médio prazo (de minutos a até 4h) e elas podem ser usadas para regulação de frequência, cortar o pico de demanda e integração a rede com a geração renovável. Além disso, a eficiência de ida-e-volta próxima a 90% e a previsão de redução de preços fazem com as baterias de Lítio seja a mais difundida para os sistemas comunitários de armazenamento (PARRA *et al.*, 2017).

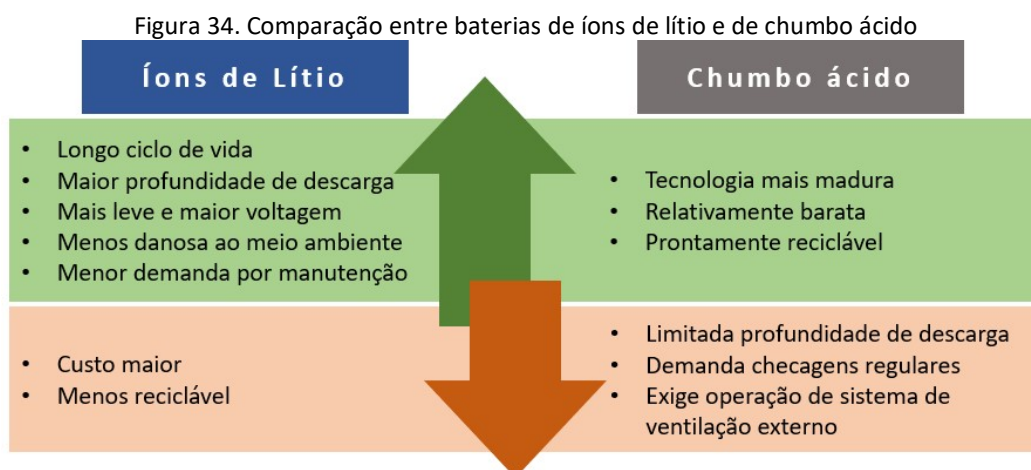
Parra *et al.* (2017) afirmaram que, economicamente, as baterias PbA são mais competitivas do que as baterias de íon de lítio quando o objetivo é mover a curva de demanda (dimensionando a bateria para a demanda de pico), enquanto as de íons de lítio são economicamente mais viáveis quando o objetivo é o autoconsumo (nesse caso, a bateria é dimensionada de acordo com os requisitos excedentes de geração).

As baterias de íons de Lítio caracterizam-se pela alta densidade gravimétrica e volumétrica de energia (75-200 Wh/kg e 200-500 Wh/l), eficiência entre 90% e 95%, elevada capacidade de energia, podem chegar a até 8.000 ciclos completos e durar 20 anos e operam numa faixa ampla de temperatura (-20°C a 55°C). Os principais íons utilizados são o LiCoO₂ (óxido de cobalto e lítio – LCO), o LiFePO₄ (fosfato de ferro e lítio – LFP), o Li₄Ti₅O₁₂ (titanato de lítio – LTO), o LiMn₂O₄ (óxido de manganês e lítio – LMO) e o LiNiMnCoO₂ (óxido de níquel magnésio cobalto e lítio – NMC). Como cada elemento possui características químicas específicas, os benefícios acima descritos não podem ser obtidos completamente por nenhum desses íons (PARRA *et al.*, 2017; STA, 2020). Na Tabela 5 é apresentado um resumo das características dessas duas tecnologias mais comuns e na Figura 34 há uma comparação entre as principais características.

Tabela 5. Principais características das baterias de íons de lítio e de chumbo ácido utilizadas em edificações

TIPO DE BATERIA	ÍONS DE LÍTIO	CHUMBO ÁCIDO
Vida útil (anos)	Fosfato de Ferro e Lítio (LFP): 5-10	3-15
	Óxido de Cobalto e Lítio (LCO): 5-7	
	Óxido de Manganês e Lítio (LMO): 10-30	
Profundidade de descarga	Fosfato de Ferro e Lítio (LFP): 50% a 90%	50%
	Óxido de Cobalto e Lítio (LCO): 50%	
	Óxido de Manganês e Lítio (LMO): 90%	
Ciclo de vida (ciclos)	Fosfato de Ferro e Lítio (LFP): 2000+	200-1800
	Óxido de Cobalto e Lítio (LCO): 500-1000	
	Óxido de Manganês e Lítio (LMO): 1000-1500	
Eficiência de ida e volta	Fosfato de Ferro e Lítio (LFP): 89%	65% a 90%
	Óxido de Cobalto e Lítio (LCO): 97%	
	Óxido de Manganês e Lítio (LMO): 75% a 95%	
Temperatura operativa	Fosfato de Ferro e Lítio (LFP): 0 a 45°C	-10 a 45°C
	Óxido de Manganês e Lítio (LMO): -10 a 45°C	
Custo	1000-2000 \$/kWh	150-600 \$/kWh
Impacto ambiental	Muito baixo	Médio
Manutenção	Pouca	Baixa
Possibilidade de reciclagem	Média	Excelente

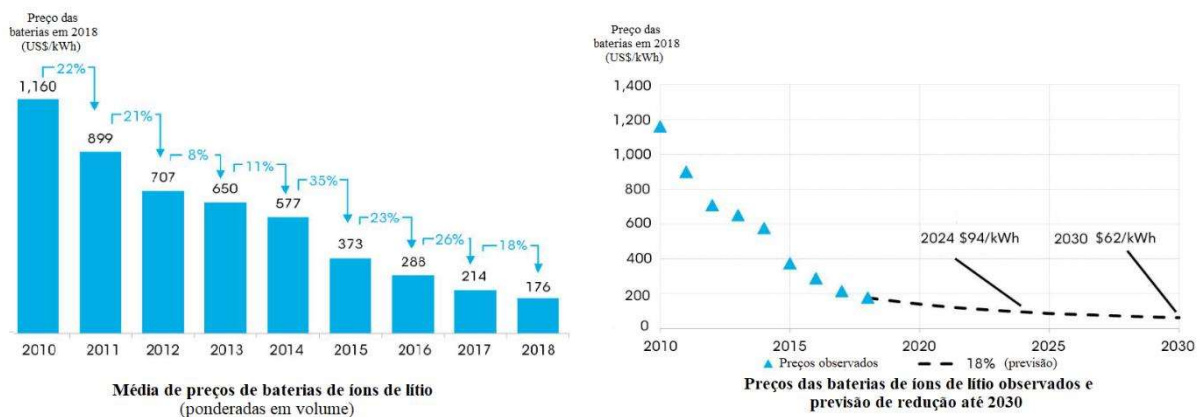
Fonte: adaptado de Liu *et al.* (2019a).



Fonte: informações de Liu *et al.* (2019a).

Observa-se que as baterias de íons de lítio possuem diversas vantagens quando comparadas às de chumbo ácido e duas desvantagens: possuem custo mais elevado e são menos recicláveis. Essas desvantagens, entretanto, já estão se mostrando superadas. É possível utilizar baterias de íons de Lítio de segunda vida de veículos elétricos para armazenamento de sistemas híbridos fotovoltaicos em edificações (UFSC, 2019). Além disso, os preços dessas baterias têm reduzido grandemente, com queda de cerca de 85% entre 2010 e 2018 e Goldie-Scot (2019) estimou uma tendência de redução de preço de 18% até 2030 (Figura 35).

Figura 35. (a) Redução de preço das baterias de íons de lítio de 2010 a 2018 (média ponderada por volume)
(b) Valores reais e previsão de redução do preço das baterias de lítio até 2030

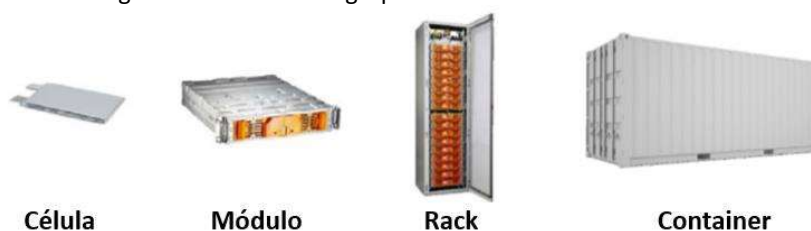


Fonte: adaptado de Goldie-Scot (2019)

As baterias de íons de Lítio possuem um sistema próprio de gerenciamento de energia e são muito interessantes para o uso em sistemas fotovoltaicos descentralizados conectados à rede e em sistemas fotovoltaicos isolados como armazenamentos de curto prazo (VETTER, 2013). A previsão é que essa tecnologia de baterias domine o mercado até 2025. Os fabricantes estão buscando diferentes composições químicas com atributos de desempenho amplamente variáveis, na busca por melhorias na energia específica, no ciclo de vida útil e na segurança, com redução do custo (BLOCH *et al.*, 2019). Essa tecnologia de baterias é a mais comum para aplicações de armazenamento de energia distribuída (atrás do medidor ou no nível do prosumidor) devido às suas características de desempenho e custo (DOE, 2018).

Em termos de instalação, as baterias são agrupadas de quatro formas, em ordem crescente de componentes (Figura 36): as células, que conectadas em série formam os módulos, que, por sua vez, associados em paralelo, formam os racks (ou *packs*). Os containers agrupam diversos racks e demandam sistema de ar-condicionado, sistema de controle, monitoramento e gerenciamento térmico, proteção contra incêndio, comutadores e o sistema de gerenciamento de energia (FU *et al.*, 2018).

Figura 36. Formas de agrupamento das células de baterias



Fonte: adaptado de FU *et al.* (2018)

A seleção de qual forma de agrupamento de células de baterias a ser utilizada depende dos requisitos da carga (capacidade de armazenamento requerida) e da tensão ou do intervalo de tensão da célula ou do módulo, que difere de modelo a modelo de acordo com a tecnologia utilizada pelos fabricantes. Quando as baterias são utilizadas pelo prosumidor, o principal objetivo é o gerenciamento da fatura de energia. As tecnologias atuais e as tendências são apropriadas para esse uso, com capacidade de atendimento de 1 a 6 horas, com tamanho de 1 kW a 10 MW e de 50 a 500 ciclos por ano (BLOCH *et al.*, 2019).

Na Tabela 6 são apresentados modelos comerciais de baterias de íons de Lítio para armazenamento de energia em aplicações residenciais e comerciais de pequena e grande escala dos principais fabricantes. A seleção da bateria mais adequada a determinado sistema não é simples, pois devem ser levados em consideração critérios tais como a capacidade de armazenamento utilizável (kWh), a classificação de potência (carga e descarga), a eficiência (perdas por ciclos de carga e descarga), o ciclo de vida (perda de capacidade ao longo do tempo), a compatibilidade do inversor com a bateria, a faixa de temperatura de operação e o custo, além da disponibilidade no mercado (SVARC, 2020a).

Tabela 6. Modelos comerciais de baterias de íons de Lítio (continua)

Fabricante	Íon de Lítio da célula	Modelo	Tipo do sistema	Tensão (V)	Potência nominal (Ah)	Energia (kWh)
Victron	LFP	SuperPack Lítio	Módulo	12,8 e 25,6	20 e 60	0,256 e 0,768
		Smart	Módulo	12,8 e 25,6	60 a 300	0,768 a 5,120
Samsung	NMC	Energy Platform	Módulo	70,4 a 91,3	111	9
			Rack	634 a 1.096	111	81 a 108
		Medium Platform	Módulo	70,4 a 91,3	94	7,6
			Rack	634 a 1.096	94	68 a 91
		Power Platform	Módulo	68,2 a 90,2	78	6,3
			Racks	614 a 1.082	78	57 a 76
		1,500 High Voltage Platform	Rack	1.091 a 1.447	94	102 e 122
		40FT ISO Container Platform	Módulo	96 a 126	111	12,3
			Rack	1.056 a 1.386	111	135
		UPS	Módulo	24 a 33,6	67	2
			Rack	408 a 502	67	35
TESVOLT*	NMC	48V Solution	Módulo	44,8 a 58,1	94	4,8
		HVS Solution	Módulo	84 a 112,6	94	2
		TS 48	Pack	47,6 a 58,1	94	4,8 a 3.868,4
		TS HV 70	Pack	666 a 999	94	67 a 3.040
		TS HV 70 Outdoor	Pack	666 a 930	94	67 a 307
		TS-I HV 80	Pack	761 a 930	94	76 a 2.432
		TPS Flex	Container	714 a 872	94	72 a 288
BYD	LFP	TPS-E Power Storage	Container	> 1.300	94	1.940 a 4.666
		Battery-Box HV	Pack	256 a 460	-	6,4 a 11,52
		Battery-Box LV	Pack	51,2	-	3,5 a 14

Tabela 6. Modelos comerciais de baterias de íons de Lítio (conclusão)

Fabricante	Li-ion	Modelo	Tipo do sistema	Tensão (V)	Potência nominal (Ah)	Energia (kWh)
BYD	LFP	Battery-Box Pro	Pack	51,2	-	2,56 a 13,8
		Battery-Box Premium HVS	Pack	204 a 512	25	5,12 a 12,8
		Battery-Box Premium HVM	Pack	153 a 409	54	8,3 a 22,1
LG Chem	NMC	Power Module	Módulo	51,5	64 e 128	3,3 e 6,6
		Power Rack	Rack	721	64 e 128	46,2 a 112,1
		Power Container	Container	714 a 1.000	Customizado	4.000
		RESU 48V	Módulo	51,8	63 a 189	3,3 a 9,8
		RESU 400V	Módulo	350 a 550	63	7,0 e 9,8
		UPS	Rack	420 a 588	54 e 63	27,4 e 32,1
		C&I ESS	Módulo	363 a 880	126 e 189	45,7 a 166,4
Pylontech	LFP	US2000	Módulo	48	50	2,4
		Phantom-S	Módulo	48	50	2,4
		US3000	Módulo	48	50	3,552
		Powercube-X	Pack	336	-	16,8
		Powercube-H	Pack	576 e 720	-	36 e 42,6
		Powercube-M1/M2	Pack	730	-	108
		Powercube-M3A	Pack	730 e 1.114	-	108 e 165
		Powercube-20H/40H	Container	736	-	1.296 e 2.592
WEG	LFP	ESSW	Container	380	280	> 215

*A TESVOLT utiliza células prismática de NMC da Samsung. Fonte: datasheets dos fabricantes.

2.7 Configurações comuns para sistemas FV-Baterias: acoplamentos CC e CA

O tipo do inversor adotado em um sistema fotovoltaico com banco de baterias varia se o sistema é conectado ou não à rede e do tipo de tensão em que ocorre o acoplamento. Há duas configurações básicas dependendo do tipo de tensão em que os sistemas fotovoltaicos são acoplados às baterias: acoplamento em corrente contínua ou acoplamento em corrente alternada (DIORIO *et al.*, 2020). No acoplamento em corrente alternada (acoplamento CA), as baterias e os sistemas fotovoltaicos possuem inversores independentes, enquanto no acoplamento em corrente contínua (acoplamento CC), um inversor único com múltiplas portas é compartilhado, permitindo que as baterias recebam a carga do sistema fotovoltaico (ZINAMAN *et al.*, 2020).

A configuração com acoplamento em CA é a mais adequada para as aplicações comerciais e industriais atuais, uma vez que a maioria dos equipamentos da carga e a rede são CA, suas proteções e padrões são mais fáceis de configurar, há restrições de espaço e limitação no dimensionamento dos inversores para acoplamento em CC. As vantagens de se utilizar esta arquitetura estão relacionadas a componentes independentes e à facilitada

instalação, manutenção e modernização (DIORIO *et al.*, 2020; KHATIB *et al.*, 2016; ZINAMAN *et al.*, 2020). Uma variação do acoplamento CA é a utilização de baterias CA – uma unidade compacta que agrupa as baterias, um sistema de gerenciamento de bateria e o inversor e o carregador.

O acoplamento em CC geralmente é mais adequado para sistemas residenciais e exigem a descentralização dos sistemas de armazenamento em inversores menores. Para aplicações maiores, essa topologia exige um projeto mais complexo, com análise mais detalhada dos custos e benefícios dos componentes do sistema (DIORIO *et al.*, 2020; KHATIB *et al.*, 2016; ZINAMAN *et al.*, 2020).

Apesar dos sistemas com acoplamento em CA serem os mais usuais, os benefícios da utilização de acoplamento CC têm crescido com o interesse de pesquisas na área e o desenvolvimento tecnológico. Há previsões do *IHS Markit* e da *Wood Mackenzie* (GTM) apontando que em 2023 a topologia padrão para sistemas fotovoltaicos com armazenamento será com acoplamento em CC pois os benefícios econômicos superarão os do acoplamento CA (DAVIS, 2019). O inversor de múltiplas portas utilizado no acoplamento CC pode ser híbrido (interface eletrônica de potência para a conectar o banco de baterias e os módulos fotovoltaicos ao barramento de corrente alternada) ou pode exigir a existência de um controlador de carga (também chamado regulador, que limita a energia recebida pela bateria e controla o despacho). Para esse último caso, SALAS *et al.* (2015) alertaram que esse tipo de acoplamento pode fornecer níveis variados de eficiência e distorção que podem afetar o funcionamento dos dispositivos eletrônicos.

O inversor híbrido consiste em dois inversores, operando em paralelo, cujas saídas estão ligadas à saída CA ou pode ser um conversor CC/CC de múltiplas entradas com um estágio inversor CC/CA adicional para alimentar as cargas CA. Este inversor considera cinco opções possíveis de fluxo de energia: (1) dos módulos fotovoltaicos para a carga; (2) da bateria para a carga; (3) dos módulos fotovoltaicos para a carga e a bateria; (4) dos módulos fotovoltaicos e da bateria para a carga; (5) da rede para a bateria (quando a rede é considerada) (SALAS *et al.*, 2015).

Na Figura 37 são apresentadas representações gráficas dessas configurações considerando sistemas fotovoltaicos com bancos de baterias em mais de uma edificação. Um resumo comparativo dessas formas de acoplamento é apresentado na Tabela 7. Na Tabela 8 são apresentadas modelos comerciais de inversores bidirecionais e inversores híbridos.

Figura 37. Representação das formas de acoplamento CA e CC

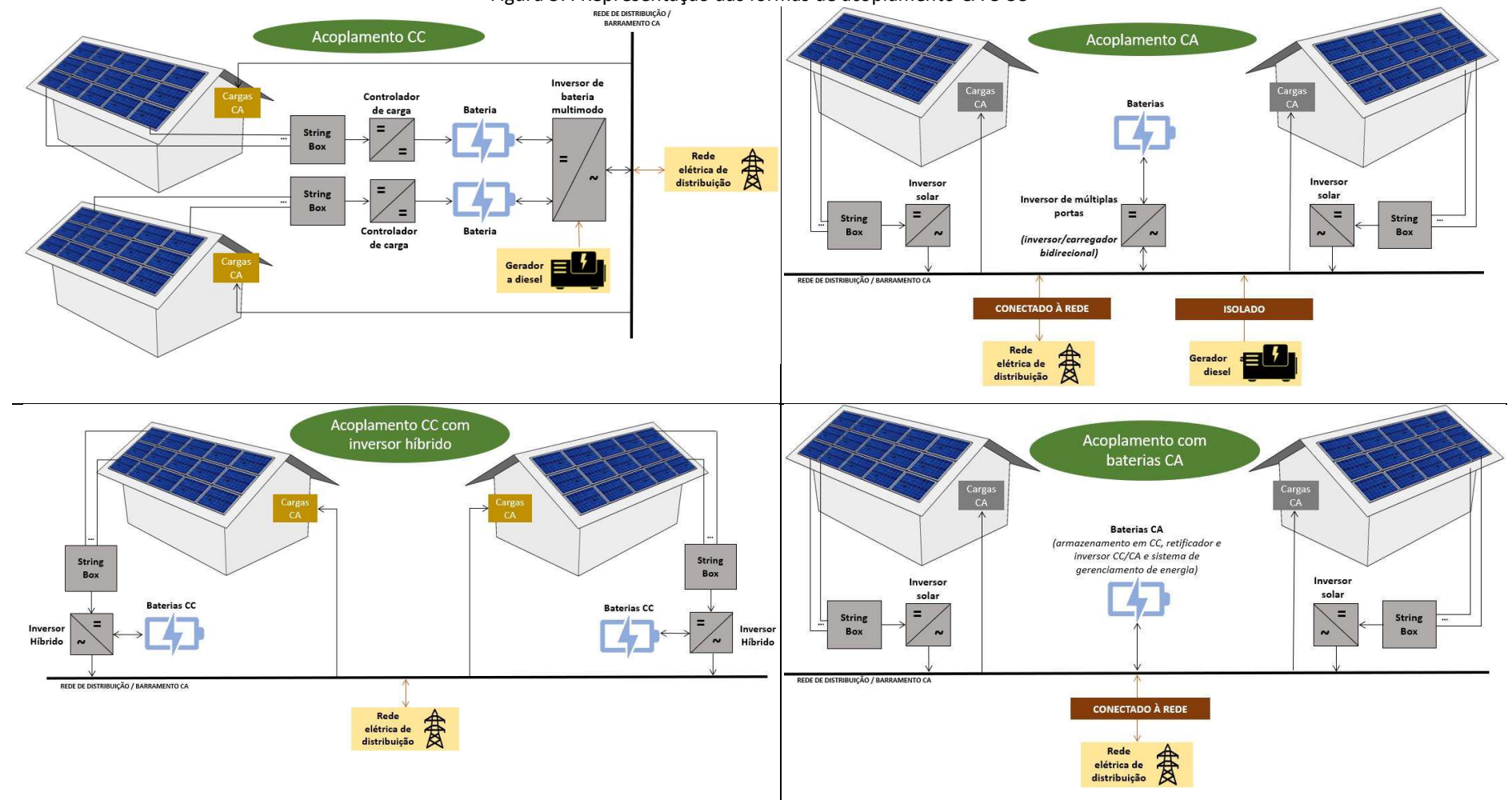


Tabela 7. Comparação entre acoplamentos CA e CC

Características	Acoplamento CC		Acoplamento CA
	Com controladores de carga e inversor multimodo	Com inversor híbrido	
Requisitos do inversor	Inversor de múltiplas portas compartilhado.	Inversor híbrido compartilhado.	Dois inversores compatíveis: solar (sistemas fotovoltaicos) e de múltiplas portas (baterias).
Requisitos espaciais	Sistema fotovoltaico e baterias instalados juntos.	Sistema fotovoltaico e baterias instalados juntos.	Instalação dos sistemas fotovoltaicos independente da instalação das baterias.
Disponibilidade de tipos e tamanhos	Os controladores de carga utilizados dependem da tensão de operação: • Microssistemas com 1 ou 2 módulos de 12V: controladores PWM; • Sistemas de tensões de até 150V: controladores com MPPT; • Sistemas com tensões maiores: modelos da <i>Victron Energy</i> (250V), da <i>AERL</i> (300V) e da <i>Schneider Electric</i> ou <i>Morningstar</i> (600V)	Em geral, apresentam limitado número de modelos disponíveis. Podem ser de pequeno porte (monofásicos, para aplicações domésticas, com potência de 2 kW a 5 kW, e podem ter baterias integradas ou não, com tensão nominal das baterias variando entre 40 V e 288 V) ou de médio e grande porte (trifásicos, para aplicações industriais, de 30 kW a 300 kW, podendo operar em paralelo para obter potência total de até 1.200 kW (CA) e até 2.000 kW (CC)).	Ampla variedade de tamanhos para os inversores de baterias: • Potências que variam de 0,8 kW a 1.800 kW. • Podem ser utilizados por bancos de baterias de íons de Lítio de quase todos os modelos. • Acoplados a bancos de baterias de baixa (12V, 24V ou 48V) ou alta voltagem (330V, 820V) • Monofásicos (até 20 kW) ou trifásicos (de 20kW a 1.800kW).
Eficiência	A eficiência para o carregamento da bateria com controladores MPPT é de até 99% (carga CC). Possui eficiência reduzida para atender cargas CA.	Mais eficientes em aplicações em que a geração é armazenada e consumida posteriormente, pois não há corte da geração fotovoltaica pelo inversor.	Mais eficientes quando a geração fotovoltaica é consumida imediatamente, pois há corte na geração devido a restrições de energia do inversor. Eficiência do inversor de múltiplas portas de 90-94%.
Recomendação de instalação	Excelente configuração de baixo custo para sistemas isolados de até 5kW.	Clientes residenciais ou comerciais menores não sujeitos às limitações de tamanho do inversor ou restrições de espaço.	Grandes clientes comerciais e industriais ou clientes com restrições de localização. Também utilizados em sistemas isolados (os inversores bidirecionais permitem o gerenciamento de energia dos geradores a diesel).
Adequação a retrofits ou a novas edificações	Mais adequado para novos sistemas, pois o <i>retrofit</i> de matrizes fotovoltaicas existentes com uma bateria requer a substituição do inversor fotovoltaico.		Mais comum em <i>retrofits</i> , pois a bateria pode ser adicionada em paralelo sem afetar o sistema fotovoltaico existente.
Custos dos sistemas	Mais baratos para novos projetos devido aos componentes compartilhados do inversor, com redução mais pronunciada para sistemas pequenos.		Mais caros para novos projetos, pois há duplicação de custos de inversores e da infraestrutura associada.
Banco de baterias	Menor, mais exige diversos sistemas de resfriamento e supressão de fogo, por exemplo.		Maior.
Instalação	Requer maior número de profissionais.		Menos profissionais.

Fonte: informações de (DIORIO *et al.*, 2020; FU *et al.*, 2018; SALAS *et al.*, 2015; SVARC, 2015, 2019a; ZINAMAN *et al.*, 2020)

Tabela 8. Modelos comerciais de inversores híbridos (acoplamento CC) e bidirecionais (acoplamento CA)

Tipo	Fabricante	Descrição	Nº de Fases	Potências	Intervalo de tensão da bateria
Inversores híbridos	GoodWe	GW5K-ET / GW8K-ET / GW10K-ET	3	6,5kW / 9,5kW / 13kW	180 - 600
		GW5K-ET / GW8K-ET / GW10K-ET	1	3,6kW / 5kW / 6kW	85 - 450
		GW5K-ET / GW8K-ET / GW10K-ET	1	3,9kW / 4,6kW / 6,5kW	48
		GW3648D-ES / GW5048D-ES	1	4,6kW / 6kW	48
		GW5048ESA (Bateria 10,8kWh acoplada)	1	6,5kW	48
	SolarEdge	SE3800A-US / SE7600A-US	1	3,8kVA / 7,6kVA	400
	Ingeteam	IS STORAGE 1Play TL / TL M	1	3kW / 6kW	40 - 450
	Victron Energy	EasySolar-II 48/3000/35-32 MPPT 250/70 GX	1 / 3	3kVA	38 - 66
		EasySolar 3kVA e 5kVA com painel Color Control	1 / 3	1,6kVA / 3kVA / 5kVA	9,5 - 17 / 19 - 33 / 38 - 66
		MultiPlus Compact	1 / 3	0,8kVA / 1,2kVA / 1,6kVA	9,5 - 17 / 19 - 33
Inversores bidirecionais	SunGrow	SC50HV / SC60HV / SC75HV	3	50kW / 60kW / 75kW	580 - 1.300 / 700 - 1.300 / 870 - 1.300
		SC250KU	3	250kW	500 - 850
		SC500TL / SC630TL	3	500kW / 630kW	520 - 850 / 580 - 850
		SC1000TL / SC1000KU	3	1000kW	810 - 1.200
		SC2500U / SC2500HV-MV / SC2500U-MV	3	2500kW	800 - 1.500
	GoodWe	GW1000-BH / GW2000-BH / GW3000-BH / GW3K-BH / GW3600-BH / GW5000-BH / GW6000-BH	1	1kW / 2kW / 3kW / 3kW / 3,6kW / 4,6/5kW / 4,6/5/6kW	80 - 400 / 85 - 400 / 85 - 450
		GW3600S-BP / GW5000S-BP	1	3,68kW / 5kW	48
		GW5K-BT / GW6K-BT / GW8K-BT / GW10K-BT	3	5kW / 6kW / 8kW / 10kW	180 - 600
	SMA	Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H	1 / 3	3,3kW / 4,6kW / 6kW	48
		Sunny Boy Storage 3.7 / 5.0 / 6.0	1	3,68kW / 5kW / 6kW	100 - 550
		Sunny Tripower Storage 60	3	60kW	575 - 1.000
		Sunny Central Storage 1900 / 2200 / 2475 / 2900	3	1900kVA / 2200kVA / 2475kVA / 2940kVA	500 - 950 / 634 - 1.000
	SolarEdge	SE3500	1	3,5kVA	400
	Ingeteam	Power Dual B Series 1500V Power U Dual B Series 1500V	3	1900kVA / 2340kVA / 2650kVA / 2760kVA / 3000kVA / 3120kVA / 3280kVA	536 - 1300
		Power Dual B Series 1000V Power U Dual B Series 1000V	3	1500kVA / 1660kVA / 2000kVA / 2140kVA / 2220kVA / 2330kVA	397 - 820
	Victron Energy	MultiPlus-II 24/3000/70-32 (GX) MultiPlus-II 48/3000/35-32 (GX) MultiPlus-II 48/5000/70-50 (GX)	1 / 3	3kVA / 5kVA	19 - 33 / 38 - 66
		Quattro C12/24/48 (120 V)	1 / 3	3kVA / 5kVA / 8kVA / 10kVA / 15kVA	9,5 - 17 / 19 - 33 / 38 - 66
		Phoenix C12/24/48	1 / 3	1,2kVA / 1,6kVA / 2kVA / 3kVA / 5kVA	9,5 - 17 / 19 - 33 / 38 - 66

Fonte: informações retiradas dos datasheets dos fabricantes.

A integração dos inversores híbridos com baterias é uma demanda de mercado que está sendo atendida por muitos fabricantes, e são utilizados sistemas de gerenciamento de energia para aumentar o autoconsumo da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos pelos prossumidores (IEA, 2019b). Quando há essa combinação, a saída combinada é limitada pelo tamanho do inversor (DIORIO *et al.*, 2020). Outras vantagens dos inversores híbridos é que há opções de baterias modulares e compactas que podem ser acopladas a sistemas fotovoltaicos já existentes, a redução das perdas ôhmicas com baterias de 400V e um carregamento de baterias com eficiência de 95%. Em geral, entretanto, não é adequado utilizar inversores híbridos para sistemas isolados (SVARC, 2019a).

2.8 Indicadores de desempenho e gerenciamento de energia

Diversos parâmetros podem influenciar o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos. As condições climáticas do local impactam significativamente no desempenho do sistema fotovoltaico. A radiação solar, a temperatura do ar, a quantidade de precipitação, a velocidade do vento, a umidade, a presença de poeira, a inclinação dos módulos, a orientação dos arranjos e o sombreamento nos módulos impactam a geração de eletricidade (JAMIL *et al.*, 2017; KUMAR *et al.*, 2019; SAID *et al.*, 2018).

Os parâmetros utilizados em geral para avaliação do desempenho dos sistemas fotovoltaicos são os seguintes:

- Energia gerada (E_g): é a quantidade de energia gerada pelo sistema fotovoltaico durante o período de operação (KUMAR *et al.*, 2019).
- Produtividade de referência (*Yield de referência*): medida da irradiação incidente em uma superfície com inclinação igual à latitude do local e com desvio azimutal nulo, condição considerada de melhor geração por diversos estudos (GASPARIN; KRENZINGER, 2017; SABER *et al.*, 2014).
- Produtividade (*Yield*): relação entre a energia gerada, em kWh, e a potência do sistema fotovoltaico instalada, em kWp, em um intervalo de tempo (NÓBREGA *et al.*, 2018). Pode ser calculado diário, mensal ou anual (KUMAR *et al.*, 2019).
- Fator de Capacidade (FC): relação entre a produção anual de energia real e a quantidade de energia que o sistema fotovoltaico produziria se operasse com potência instalada nominal máxima por 24 horas por dia durante um ano (DÁVI *et*

al., 2016). Esse indicador não considera outros fatores, como variação da irradiação solar com localização, temperatura, ângulo de incidência etc. (KUMAR *et al.*, 2019).

- Taxa de Performance (PR – *Performance Ratio*): é o indicador mais utilizado pela comunidade internacional para avaliação da qualidade do sistema fotovoltaico. É expresso em porcentagem e quanto mais próximo de 100% (ou 1) é melhor. É uma ferramenta muito valiosa para relacionar o desempenho das usinas fotovoltaicas em todo o mundo pois mede a qualidade do sistema relacionando o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico do sistema (sem perdas) (KUMAR *et al.*, 2019; ZOMER, 2014).

Para evitar perdas energéticas no sistema, deve-se considerar a compatibilidade entre a potência do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico, de modo que não haja nem sobre nem subdimensionamento. Portanto, o valor de ILR (*Inverter Loading Ratio*) é importante. Para os índices de irradiação dos climas brasileiros, os valores ótimos para as tecnologias de módulos mais comuns são de 121% a 130% (média de 126%) (DESCHAMPS; RÜTHER, 2019).

Com relação à avaliação dos fluxos de energia para os sistemas fotovoltaicos híbridos, Voss, Sartori e Hall (2010) apresentaram o Índice de compatibilidade com a carga (*load matching index*) e o Índice de interação com a rede (*grid interaction index*) para avaliação dos fluxos de energia em EEZ e Vigna *et al.* (2018) identificaram que esses fatores são apropriados para aplicação a grupos de edificações.

O *Índice de compatibilidade com a carga* é a relação entre a geração no local e a demanda energética em uma determinada resolução de tempo (VIGNA *et al.*, 2018). Toda a energia gerada que excede a carga é considerada como parte da eletricidade da rede, de modo que o índice de correspondência de carga máxima se torne 1 ou 100%. Os índices mais altos são obtidos quando se analisam os valores anuais, que é o período de tempo mais aconselhável para análise. Quando há sistemas de armazenamento, o índice só será visível em resoluções horárias ou diárias e pode ser expresso pela Equação 1 (*i* é o intervalo de tempo) (VOSS *et al.*, 2010):

$$f_{carga,i} = \min \left[1, \frac{\text{geração local} + \text{balanço do sistema de armazenamento}}{\text{carga}} \right] * 100\% \quad (1)$$

O *Índice de interação com a rede* analisa a flutuação da troca de energia das edificações com a rede, por meio do desvio padrão da interação entre o grupo de edificações e a rede,

em um período anual, apresentando quanto a rede é estressada pelos sistemas de geração. É a razão entre a medição líquida da energia trocada entre a rede e o grupo de edificações sobre o valor máximo absoluto dessa energia em um ano. Quanto menores as flutuações, menos as edificações interagem com a rede (VIGNA *et al.*, 2018; VOSS *et al.*, 2010). Pode ser expresso pela seguinte Equação 2 (i é o intervalo de tempo):

$$f_{rede,i} = \frac{\text{balanço com a rede}}{\text{máx[balanço com a rede]}} * 100\% \quad (2)$$

Freitas, Reinhart e Brito (2018) definiram os parâmetros Taxa de Autoconsumo e Taxa de Autossuficiência. A *Taxa de autoconsumo (TC)* é a porcentagem da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico consumida pelas cargas (Equação 3).

$$TC = \frac{\sum PV - PV_{exp}}{\sum PV} \quad (3)$$

Em que (em kWh):

- PV é energia fotovoltaica gerada pelo grupo de edificações;
- PV_{exp} é o total de eletricidade exportada à rede.

A *Taxa de autossuficiência (TS)* mede a porcentagem de demanda que é suprida pelos sistemas fotovoltaicos instalados no grupo de edificações (Equação 4).

$$TS = \frac{\sum PV - PV_{exp}}{\sum E_{dem}} \quad (4)$$

Em que:

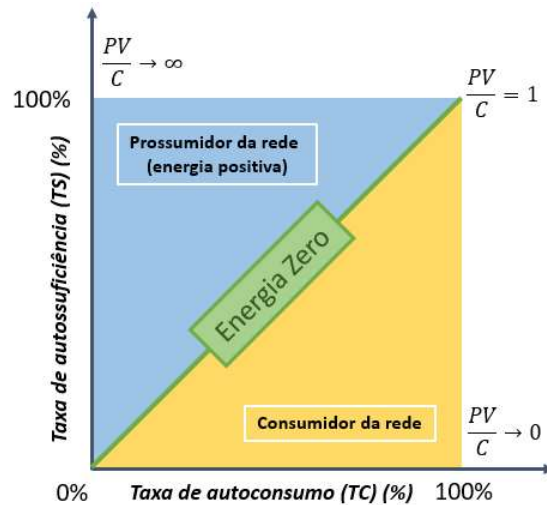
- E_{dem} é demanda anual de eletricidade em kWh.

LUTHANDER *et al.* (2019) propuseram uma representação gráfica de TS e TC (Figura 38) que relaciona uma definição de energia zero considerando o balanço de energia positivo como a diferença positiva entre a geração fotovoltaica (PV) e o consumo (C) (Equação 5).

$$\frac{TS}{TC} = \frac{PV}{C} \quad (5)$$

De acordo com a representação gráfica proposta pelos autores, os valores iguais de TS e TC significam que a edificação é de energia zero (diagonal) e, quando TS é maior que TC, é de energia positiva. Quando há PV é maior que C, o ponto fica acima da diagonal, e quando há déficit de geração, o ponto fica abaixo da diagonal.

Figura 38. Diagrama de compatibilidade energética pela relação de TS e TC para a classificação de energia zero



Fonte: adaptado de LUTHANDER *et al.* (2019)

Indicadores como os acima listados são úteis para avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos e seu sistema de armazenamento nos diferentes cenários de carga, uma vez que, a depender do algoritmo escolhido, estes indicadores mudam e, consequentemente, o balanço energético também é alterado.

O gerenciamento de energia nos sistemas fotovoltaicos híbridos é essencial e engloba o controle do consumo, o cronograma da geração distribuída, as taxas de carga e descarga dos sistemas de armazenamento e o acionamento ou não de sistemas de *backup*. A previsão da geração e do consumo é um desafio para tais sistemas. Há opções de gerenciamento centralizado, que é computacionalmente caro, ou descentralizado. Os prossumidores podem compartilhar recursos (geração e armazenamento de energia), mas é preciso se atentar ao estabelecido no contexto dos diversos agentes de mercado (FALLAHI, 2019).

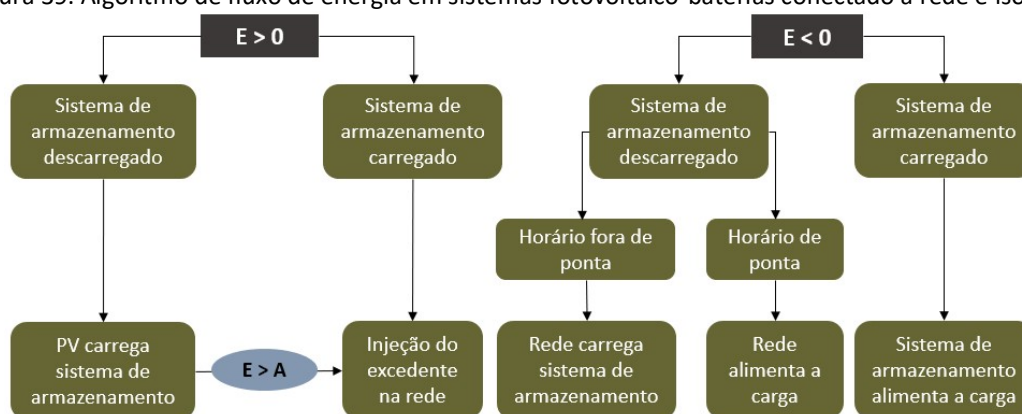
Com o objetivo de energia zero, este gerenciamento exige análise detalhada, uma vez que as edificações possuem diferentes padrões de ocupação e demanda, diferentes curvas de geração distribuída e múltiplos subsistemas que podem interagir entre si, além das escalas de tempo adotadas, que podem variar. Todos esses fatores precisam ser balanceados para nivelar os perfis energéticos em uma comunidade. É necessária um método para determinar as estratégias de operação ideais para os sistemas híbridos em grupos de edificações que compartilham geração e armazenamento de energia (ODONKOR *et al.*, 2014).

Definir como se dará o despacho de energia entre os componentes do sistema é essencial. A tomada de decisão sobre como as baterias serão carregadas e descarregadas (pela rede ou pelo sistema fotovoltaico) e quando esse processo ocorrerá (se a qualquer momento,

apenas em horários específicos ou dependendo do estado da carga do banco de baterias, por exemplo) não é uma tarefa fácil e muitos estudos têm sido elaborados com algoritmos de agendamento de operação de tais sistemas (TENG *et al.*, 2013).

Na Figura 39 é apresentado um algoritmo básico exemplificando para gerenciamento dos fluxos de energia de um sistema fotovoltaico com banco de baterias acoplado conectado à rede de acordo com o balanço energético, sendo “E” a diferença entre a geração fotovoltaica e a demanda do grupo de edificações e “A” a capacidade do sistema de armazenamento. As análises são feitas em determinado intervalo de tempo e é geralmente a cada 60 minutos (GEORGIU *et al.*, 2019; KOLOKOTSA *et al.*, 2011; SCHIBUOLA *et al.*, 2017)).

Figura 39. Algoritmo de fluxo de energia em sistemas fotovoltaico-baterias conectado à rede e isolado



Fonte: adaptado de Tervo *et al.* (2018)

No algoritmo simplificado entende-se que o dimensionamento correto do sistema de baterias é importante, especialmente em sistemas isolados, uma vez que se não houver gestão apropriada da energia excedente, eletricidade gerada pela fonte renovável poderá ser desperdiçada. Nos sistemas conectados à rede, deve-se escolher os intervalos de tempo apropriados em que o sistema de armazenamento será carregado pela rede, em cenários em que é viável a carga.

2.9 Pesquisas com sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e sistemas de armazenamento de energia

Freitas, Reinhart e Brito (2018) avaliaram os efeitos da combinação de demanda agregada, de sistemas fotovoltaicos e do armazenamento de energia elétrica em grupos de edificações em Portugal. A demanda das edificações foi somada para a obtenção do perfil da carga do grupo em intervalos de tempo de 15 minutos, mas para reduzir o tempo de

simulações computacionais, agregou-se a demanda por hora. Para a geração fotovoltaica, a modelagem 3D foi feita no *Rhinoceros 5.0™* e no *Grasshopper™* e a análise numérica do potencial de geração foi feita no *DIVA™*. Foi avaliada a instalação de sistemas fotovoltaicos em diferentes coberturas e fachadas. As análises horárias de irradiação foram analisadas no Excel e importadas como matriz para o *MatLab®*. As edificações foram classificadas de acordo com os ângulos azimutais para avaliação dos níveis de irradiação resultantes. Com relação ao sistema de armazenamento, foram consideradas baterias de íons de Lítio, configurando um banco de baterias único para cada grupo de edificações. As características das baterias foram baseadas em modelos comerciais da Tesla *Powerwall* (eficiências de carga e descarga de 95%, SOC_{mín} de 20% e SOC_{máx} de 95%, eficiência do inversor de 92%, taxa de carregamento máximo de 0,5 e vida útil de 10 anos). Os autores consideraram três cenários de otimização. Os resultados foram avaliados por meio da TC, da TS, do lucro do sistema fotovoltaico e o desvio médio quadrático da raiz da variância líquida de carga (RMSE_{VC}). Na otimização do armazenamento, considerou-se que as baterias estavam no estado mínimo de carga no início do ciclo e que todas as trocas com a rede são afetadas pela eficiência do inversor. As capacidades de armazenamento estudadas foram de 0, 0,25, 0,5, 1 e 2 kWh/kWpv. Para minimizar as interações com a rede, foi criada uma sub-rotina de programação no *MatLab®*. Para maximizar o autoconsumo, foram consideradas 4 regras no armazenamento. Os resultados apontaram que aproveitar múltiplas superfícies de edifícios com diferentes inclinações e orientações no ambiente urbano resulta em grande potencial fotovoltaico. Se bem utilizado, a geração fotovoltaica resulta em melhor correspondência entre consumo e geração do grupo de edificações. A adição do sistema de armazenamento de eletricidade aumentou significativamente o autoconsumo e a autossuficiência e reduziu o RMSE_{VC}. Os autores concluíram que são necessárias capacidades de armazenamento mais altas com estratégia de gerenciamento adequada para mitigar a variação incontrolável da carga e os consequentes custos para o operador da rede.

Um estudo foi desenvolvido na Universidade do Estado da Carolina do Norte para orientar concessionárias e municípios em iniciativas de comunidade solares (NCSU, 2016). Construíram um modelo econômico e de geração fotovoltaica com base horária, incorporando picos mensais coincidentes, taxas de demanda de energia da concessionária, opções de orientação do sistema fotovoltaico e custos do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento de energia variando a capacidade do sistema. Desenvolveram um algoritmo

para controlar a carga e descarga do banco de baterias de acordo com o tempo de ocorrência do pico mensal, com base nos dados disponíveis no início de cada hora. Foram usados dados de demanda de 9 anos da concessionária. Para o potencial solar, foi utilizado o *software System Advisor Model (SAM)*, do NREL, com três opções de montagem do sistema. Quanto ao controle de armazenamento, foram definidas três opções: carregamento exclusivo pela rede; carregamento pela rede e pela geração fotovoltaica; e carregamento exclusivo pela geração fotovoltaica. Para o controle da carga e descarga do banco de baterias, foi personalizada uma planilha que fornece ao SAM os dados horários de carga total desejados para todo o ano, de modo que o SAM descarregasse o banco de bateria apenas durante o horário de pico de cada mês. O estudo concluiu que seria interessante para a Concessionária e para os consumidores aumentar a capacidade do sistema de armazenamento de 200kW para 500kW (equivalendo a 1.000 kWh com 2 horas de armazenamento). O sistema fotovoltaico de 1 MWca com módulos instalados no solo com um rastreador de 1 eixo foi o que apresentou melhor custo-benefício.

Doubleday *et al.* (2019) desenvolveram um modelo que integra a modelagem de energia por edificação para um grupo de edificações com o objetivo de obter distritos de energia zero. Propuseram um controle distrital em uma base sub-horária, mitigando os possíveis impactos da rede, como realimentação de energia e flutuações de tensão, e validaram com o estudo de caso do distrito de Peña Station NEXT, em Denver, Colorado. O *URBANopt* foi utilizado para modelagem das edificações individuais e o *OpenStudio* para modelagem do distrito. A carga elétrica de cada edificação foi simulada em um ano com resolução temporal de 15 minutos. As curvas de demanda das edificações foram exportadas para o *OpenDSS* e lá foram incorporados os sistemas fotovoltaicos nas coberturas das edificações e os sistemas de armazenamento. Foi utilizado um sistema de armazenamento centralizado para o distrito, controlado por algoritmo de base sub-horária e foram utilizadas baterias de íons de Lítio. A capacidade de cada sistema de armazenamento foi proporcional à potência dos sistemas fotovoltaicos. Uma capacidade de 500 MWh do sistema de armazenamento foi selecionada considerando o objetivo de energia zero sendo atingido em intervalos de tempo de 15 min durante o período de menor geração fotovoltaica, em 3 dias nublados de inverno, durante o qual a carga total no distrito é de 430 MWh. Foram avaliados 2.551 cenários no *Peregrino* com diferentes proporções nos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento (variando de 0% a 100% com incrementos de 2%). Os ILR dos sistemas fotovoltaicos foram de 120% e a capacidade de armazenamento foi de 0,5kVA/kWh. Os

resultados mostraram que, ao tentar obter energia zero anual em uma base de 15 minutos, o distrito é limitado por flutuações sazonais na produção fotovoltaica, apontando para a necessidade de geração ou armazenamento sazonal diversificado. A importação de energia anualmente e a cada 15 minutos pode ser reduzida em quase 80%.

Helgeson e Rear (2013) avaliaram a resiliência energética de uma edificação de energia zero em Maryland em termos econômicos e ambientais. A residência foi modelada no *EnergyPlus* com o objetivo de obter o perfil de consumo. O programa SAM (*System Advisor Model*) do NREL foi utilizado para calcular as estimativas de geração fotovoltaica e de armazenamento de energia do banco de baterias. O sistema de armazenamento foi utilizado para reduzir as demandas de pico da residência, armazenando energia fora do pico para atender à carga de pico. A ferramenta *SolarResilient* foi utilizada para dimensionamento do sistema fotovoltaico e permitiu uma aproximação do tamanho exigido de sistema solar a fim de suportar longos períodos de interrupções de rede em larga escala. O sistema fotovoltaico foi modelado com 32 módulos de c-Si (potência de 320Wp cada) e 2 inversores (potência de 5 kW cada), ambos da *SunPower*. O sistema de armazenamento foi composto por baterias de íons de Lítio, níquel, cobalto e magnésio (NMC) da LG (SOC_{mín} de 30% e SOC_{máx} de 100%). Os autores realizaram a análise econômica do investimento e concluíram que, ao atribuir valor às perdas evitadas por interrupções da rede pela existência do sistema fotovoltaico com armazenamento, o investimento tornou-se economicamente viável.

Ranaweera, Midtgård e Korpås (2017) propuseram um método para controlar as unidades de armazenamento residenciais para fornecer suporte de tensão à rede sem afetar significativamente suas necessidades energéticas. O objetivo foi controlar o carregamento das baterias durante o período crítico (quando a geração fotovoltaica é superior, no período das 10h às 15h), para que o sistema de armazenamento não seja completamente carregado até o fim desse período, evitando flutuações de tensão na rede. Um controle central para vários sistemas foi proposto, controlando os ativos de energia ativa e reativa no sistema. Nos sistemas residenciais, foi considerado um banco de baterias de íons de lítio (SOC_{mín} de 20%, SOC_{máx} de 100% e eficiências de carga e descarga de 95%). Os autores desenvolveram estudo de caso com 56 consumidores com e sem sistemas fotovoltaicos, todos com perfis de carga diferente. Os algoritmos de previsão de carga local e controle central foram feitos no *MatLab*®, a otimização foi feita por programação dinâmica e os resultados de controle foram tratados no *OpenDSS*. Os resultados demonstraram que as unidades de armazenamento para

residências podem resolver problemas de sobretensão afetando pouco o resultado esperado pela utilização do armazenamento pelos usuários, que pode ser para aumentar o autoconsumo ou reduzir o gasto com energia. Com o sistema local proposto pelos autores, o sistema de armazenamento não atinge a plena carga no período crítico e as programações de carga e descarga do banco de baterias não são afetadas pelo controle central.

Schibuola, Scarpa e Tambani (2017) propuseram estratégias de controle preditivo para gerenciamento da carga e descarga de um sistema de armazenamento acoplado a um sistema fotovoltaico em uma edificação na Itália, comparando-as a uma estratégia de controle convencional. As estratégias funcionaram por meio de um regulador de corrente que envia eletricidade para o banco de baterias ou para a rede, considerando o estado da carga do banco de baterias e o perfil definido para exportação, a fim de se adaptar a diferentes perfis de operação. Os algoritmos das estratégias adiaram a carga para o período noturno pela previsão de perfis de importação e exportação. Foi utilizado um método para prever o consumo nas 24 horas seguintes. O sistema foi modelado no *EnergyPlus* e o desempenho foi avaliado pelo *NXT*. Definiram-se sete possíveis potências de pico do sistema fotovoltaico e sete capacidades possíveis do sistema de armazenamento. Os módulos foram instalados na fachada sul com inclinação de 35° (potência total de 37,8 kWcc) e utilizou-se um inversor com eficiência de 98%. As baterias escolhidas foram de íons de lítio com capacidade máxima de 30% do total de carga e eficiência de carga e descarga constante e igual a 95%. A capacidade do banco de baterias foi de 37,8 kWh. Os autores encontraram que as estratégias de controle influenciam principalmente a energia exportada para a rede, reduzindo a amplitude da quantidade de energia exportada e tornando-a mais uniforme (evitando períodos com grande quantidade de exportação e sem exportação para a rede). No caso de sistemas fotovoltaicos para EEZ, o coeficiente de desequilíbrio efetivo quadrático anual pode ser reduzido em cerca de 15% com baterias de tamanho médio-grande.

Sharma, Haque e Aziz (2019) propuseram um método para reduzir a despesa de energia de EEZ conectados à rede por meio do uso de um otimizado sistema de armazenamento na Austrália. Foram considerados três cenários de carga e descarga (geração maior, menor e igual à carga). Os padrões de carga e geração consideraram intervalos de 1 hora. Um sistema fotovoltaico de 3 kWp instalado na cobertura de uma edificação foi simulado (inclinação de 35° e 5% de perdas). Considerou-se um banco de baterias de íons de lítio, com as seguintes características: vida útil de 10 anos, eficiência de 95%, SOC_{min} de 10% e

$SOC_{m\acute{a}x}$ de 95% e eficiência de carga/descarga de 96%. O método utilizou uma função objetiva que representa o gasto anual com energia e equações dependentes do estado de carga do banco de baterias em determinado período do tempo. Sem o sistema de armazenamento, cerca de um terço da energia gerada é consumida diretamente pela edificação e os outros dois terços são exportados para a rede devido à incompatibilidade entre os padrões de geração e consumo. Além disso, a edificação importou a mesma quantidade de energia da rede quando a geração fotovoltaica foi menor que a demanda. Com o sistema de armazenamento, o fluxo de energia com a rede e o gasto anual associado são significativamente reduzidos.

Heine, Thatte e Tabares-Velasco (2019) desenvolveram um estudo no Arizona (EUA), no qual analisaram a viabilidade de sistemas de armazenamento na redução da despesa com energia e as interações com a rede no horário de pico em quatro cidades diferentes (com diferentes distribuidoras de energia). Verificaram o potencial de economia de energia para um sistema de energia zero com geração fotovoltaica e as economias adicionais obtidas pela instalação de sistemas de armazenamento. Determinaram quanto da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é usada no local e fizeram uma correlação entre a capacidade do banco de baterias com o VPL do sistema considerando 25 anos de ciclo de vida e desenvolveram uma análise sensível dos resultados do VPL para três tendências de preço das baterias. Os autores reconheceram a importância da implementação de medidas de eficiência energética na edificação em direção a EEZ e consideraram que tais medidas já haviam sido implementadas nos estudos de caso. Utilizaram o *SAM* e o *BEOpt* para a modelagem dos sistemas. Consideraram-se módulos de 325Wp (potência total variando de 7,5kWp a 9kWp) e baterias recarregáveis de íons de lítio (NMC) (capacidade variando de 10 kWh a 15kWh). Para a geração fotovoltaica, foram consideradas as seguintes perdas no SAM: sujeira (5%), perdas CC (4,44%), inversor (3%) e perdas CA (1%). Não foram consideradas perdas por sombreamento. O $SOC_{m\acute{i}n}$ das baterias foi de 15% e a fração de energia colocada no armazenamento que pode ser recuperada foi de 96%. Foi utilizado um modelo semiempírico de previsão da degradação das baterias de íons de lítio, com nove condições diferentes de envelhecimento (variação na temperatura de operação, DoD, taxa de descarga, ciclo de serviço e número de células) e quatro condições diferentes de armazenamento (diferentes temperaturas de armazenamento, estado de carga e número de células). O esquema de despacho foi: (1) descarga durante o pico e após o sistema atender à carga; (2) carga do sistema durante as

horas de sol; e (3) carga da rede durante duas horas fora do pico quando o sistema fotovoltaico é insuficiente de suprir a demanda. O estudo concluiu que a adição de bateria ajuda a evitar custos altos de energia e melhora o uso local de geração fotovoltaica. Há redução da eletricidade comprada da rede durante períodos de ponta de até 98% anualmente.

Tumminia *et al.* (2020) analisaram a compatibilidade da carga e interação de sistemas fotovoltaicos instalados em uma EEZ com a rede de distribuição, considerando a instalação ou não de sistemas de armazenamento. Foi considerada uma EEZ na Itália como estudo de caso e os sistemas foram modelados no *TRNSYS*. Os sistemas fotovoltaicos foram compostos de módulos mc-Si integrados na cobertura da edificação (inclinação 2°, 5,76 kWp) e inversor com eficiência de 95%. Os autores utilizaram um estimador de carga simplificado para modelagem do banco de baterias ($SOC_{\min}$ de 20%, $SOC_{\max}$ de 100% e eficiência de carga/descarga de 95%), com a capacidade de armazenamento variando de 0 kWh a 20 kWh. A programação de carga e descarga ocorre de acordo com o balanço de energia para cada etapa do tempo de simulação: enquanto ocorre um excedente de geração de eletricidade, o estado de carga da bateria é aumentado por um fator proporcional a ele e reduzido pelas eficiências de carregamento e vice-versa. Foram usados dados mensais de geração, importação e exportação de energia. Os resultados mostraram que a instalação do sistema fotovoltaico apenas para compensar o consumo de energia anualmente redundará em estresse à rede elétrica e que o uso de baterias diminui bastante a dependência da rede elétrica quando não há fontes renováveis programáveis. Corretamente dimensionado, o acoplamento do sistema de armazenamento aumentará os benefícios da adoção de tecnologias de energia renováveis.

Vieira, Moura e De Almeida (2017) analisaram um EEZ em Portugal com sistema fotovoltaico e com sistema de armazenamento com controle de despacho do sistema de armazenamento. O sistema fotovoltaico (2,4 kWp) foi modelado no *PVSyst* e o sistema de gerenciamento de geração e armazenamento (10,2 kWh) foi modelado no *MATLAB/Simulink*. Utilizou-se baterias de íons de Lítio ($SOC_{\min}$ de 30% e $SOC_{\max}$ de 70%). Para garantir um bom nível de correspondência entre geração e consumo, optou-se por uma capacidade efetiva de armazenamento de energia de 60% do consumo médio diário e, para aumentar a vida útil da bateria, foi considerado um estado de carga mínimo de 30%. Considerou-se diferentes condições de radiação solar e demanda nas simulações. Os resultados mostraram redução entre 76% e 78,3% na energia exportada e importada da rede, respectivamente, e de 87,2% na despesa anual de energia.

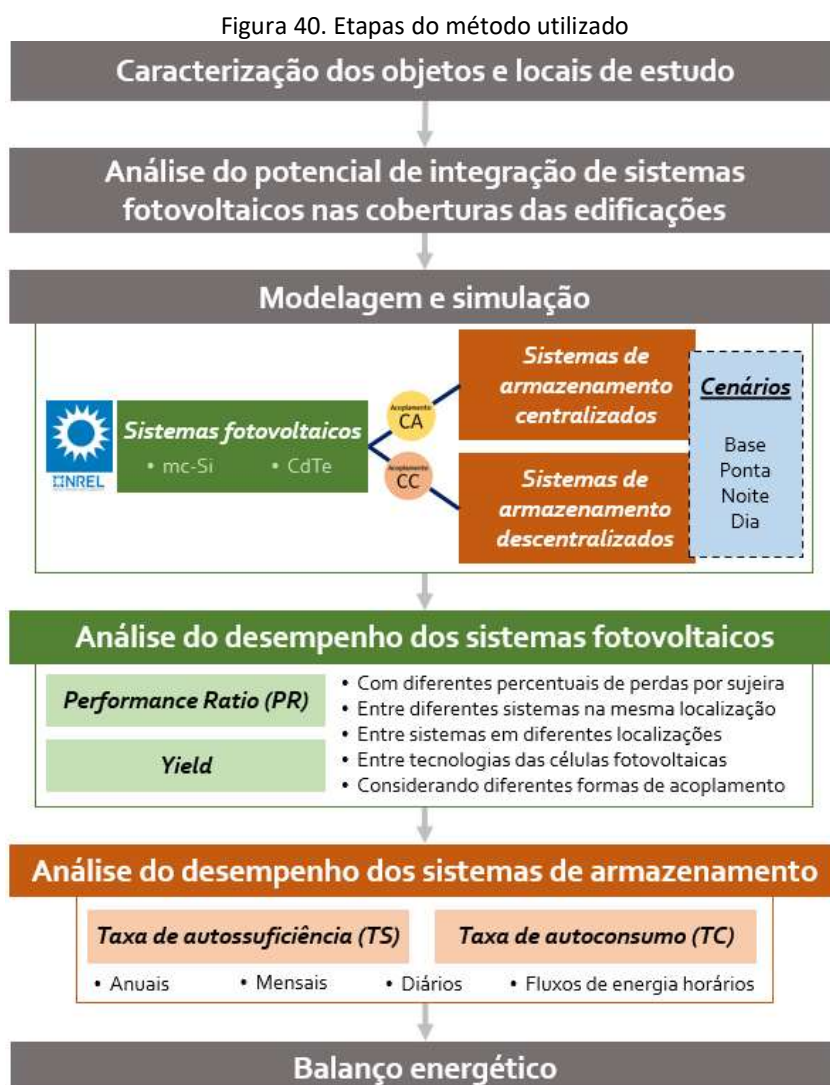
Sameti e Haghighat (2018) estudaram o impacto de sistemas de armazenamento de calor e de energia em um distrito suíço de energia zero com geração fotovoltaica. As opções de atendimento energético foram otimizadas pelo princípio de Pareto. Os autores dividiram o ano em semestres e definiram quatro cenários distritais: convencional, com sistema de energia sem armazenamento, com sistema de energia com armazenamento e isolado. A eficiência considerada no sistema fotovoltaico foi de 12% e a eficiência de carga/descarga das baterias foi de 95%. Os módulos foram instalados na cobertura (horizontais). Os resultados indicaram que a seleção do sistema de energia com o armazenamento traz grandes benefícios econômicos e ambientais em comparação com todos os outros cenários (sistema convencional de energia, sistema autônomo e energia zero sem armazenamento).

Baek *et al.* (2020) analisaram a viabilidade econômica da instalação de armazenamento de energia em um distrito em Illinois. O sistema de armazenamento considerado foi composto de baterias de íons de lítio (16 MW) com carga suficiente para suprir 4 horas o distrito, substituindo o pico da usina de geração. As simulações foram realizadas no *HOMER*, modelando o sistema de energia e custo de ciclo de vida para analisar diferentes opções técnicas, econômicas e ambientais por meio de dois algoritmos de otimização: (1) simularam-se todas as configurações viáveis do sistema para procurar o sistema mais econômico, exibindo ao fim uma lista de configurações classificadas pelo custo líquido atual e (2) simulou-se a operação horária de cada configuração de tecnologia. O estudo concluiu que a energia solar, o sistema de armazenamento e a redução da carga por eficiência energética fornece, individualmente ou em conjunto, suprimento estável de eletricidade ao distrito e são economicamente viáveis.

Zhivov *et al.* (2013) aplicaram uma estratégia de otimização em uma base militar em Fort Irwin, Califórnia. O estudo foi desenvolvido em um grupo de 8 edificações, com suas curvas de demanda da energia para aquecimento de água, consumo de eletricidade e aquecimento e resfriamento do ambiente como dados. As simulações foram realizadas no *POLIS*, que modela o sistema de energia fechado, os sistemas de distribuição e de alimentação e os parâmetros de custo. Os perfis de carga horários consideraram a demanda de energia térmica e elétrica ao longo de um ano a serem atendidos pela soma de energia gerada por todas as edificações da instalação. Foram testadas cinco alternativas que resultaram em economia de energia entre 44-49% para eletricidade e de 30-59% para aquecimento.

3. MÉTODO

Esta seção apresenta o método utilizado neste trabalho. Os estudos de caso são caracterizados em 3.1; como foi conduzida a análise do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos nas superfícies das coberturas é descrita em 3.2; como foram feitas as modelagens e as simulações dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento é apresentado em 3.3; a análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos é apresentada em 3.4 e a dos sistemas de armazenamento em 3.5; e o balanço energético adotado com a finalidade da classificação dos quartéis como instalações militares de energia zero é apresentado em 3.6. Uma representação do fluxo das etapas do método é mostrada na Figura 40.



Neste trabalho, definiu-se uma Instalação Militar de Energia Zero (IMEZ) como um quartel que, adotando medidas de redução de consumo e de eficiência energética, possui

sistema de geração renovável local e balanço energético positivo em determinado intervalo de tempo³⁹.

Aumentar a eficácia do consumo energético dos quartéis pode ser obtido pela implementação de medidas passivas ou ativas de curto, médio ou longo prazos⁴⁰. Apesar das definições de energia zero priorizarem a aplicação de medidas de eficiência energética e de redução de consumo de energia antes de estratégias de geração renovável local, por falta de *benchmarking* no contexto militar brasileiro, a definição de IMEZ foi utilizada considerando que não houve qualquer redução nos consumos de energia das instalações militares⁴¹.

Selecionou-se como energia renovável adotada nos estudos de caso conduzidos a geração fotovoltaica com sistemas instalados nas coberturas das edificações militares (BAPV)⁴². Entre as razões, pode-se citar: o alto potencial solar brasileiro; os bons cenários para geração distribuída no país; as edificações militares possuírem, em geral, poucos pavimentos, característica que facilita a obtenção do objetivo de energia zero (CRAWLEY *et al.*, 2009); e a otimização do uso do solo, evitando ocupação de terreno de interesse no futuro.

Basicamente, são três as possíveis formas de energia presentes em um aquartelamento do Exército: energia elétrica; gás para cocção e aquecimento de água; e combustíveis fósseis. Para fins do balanço energético neste trabalho, entretanto, adotou-se apenas a importação de energia elétrica da rede da distribuidora para atender o consumo das cargas das instalações militares. Dessa forma, considerou-se apenas o consumo de energia local, aproximando-se da definição EEZ-Local proposta por Torcellini *et al.* (2006).

No contexto do EB, é inviável o tratamento individual do consumo de eletricidade das edificações, já que as instalações possuem, em geral, uma única entrada de energia com medidor único de consumo, que quantifica o consumo de todas as edificações e dos espaços

³⁹ Essa definição segue as diretrizes de Anderson *et al.* (2011) e Hartranft (2007) e se aproxima das definições de *Campus* de Energia Zero de D'Agostino e Mazzarella (2019) e de Distritos de Energia Zero de Amaral *et al.* (2018), já que a maioria das instalações militares do Exército Brasileiro possuem mais de uma edificação na mesma área e, na maioria das situações, todas as edificações dentro da área do quartel são alimentadas por uma única unidade consumidora. Essa característica permite a classificação de quartéis como distritos, pois são uma porção da cidade com delimitação própria (fronteiras físicas bem definidas) e cujos edifícios de alguma forma interagem entre si.

⁴⁰ Exemplos de medidas passivas de curto prazo: campanhas de conscientização quanto ao uso de energia, atuação ativa da CICE no controle do consumo de energia, otimização dos deslocamentos em viaturas com combustíveis fósseis, ajustes contratuais junto à Concessionária de energia etc. Exemplo de medida ativa (médio e longo prazo): a substituição de equipamentos menos eficientes por opções mais eficientes, o que pode ser feito pela participação nas chamadas públicas do Programa de Eficiência Energética da ANEEL com as concessionárias.

⁴¹ Tal opção foi oportuna uma vez que a análise é de caráter técnico, e não técnico-econômico. Dessa forma, os resultados não considerando redução do consumo são mais conservadores e poderão ser otimizados com ações futuras para redução da demanda e com a implementação de medidas de eficiência energética.

⁴² A orientação de preferência da geração fotovoltaica não impede que outras formas de geração renovável possam ser implementadas, de acordo com a verificação do potencial local e a viabilidade técnico-econômica dos sistemas. Entretanto, nesse trabalho o foco será em sistemas fotovoltaicos integrados às edificações.

em comum. Por isso, o balanço não foi feito para cada edificação individualmente, mas para todo o grupo de edificações que compõem a instalação militar⁴³. As fronteiras físicas da instalação, para o cálculo do balanço energético, coincidiram com os limites patrimoniais dos quartéis. Atentou-se para o limite estabelecido pela ANEEL para a potência instalada nos sistemas renováveis da geração distribuída, que é de 5 MWp (ANEEL, 2012a).

3.1 Caracterização dos estudos de caso

Esta subseção apresenta os quartéis selecionados como estudos de caso e que serviram como objetos de estudo deste trabalho. As características principais dos objetos são descritas em 3.1.1 e os climas dos locais são caracterizados em 3.1.2.

3.1.1 Quartéis selecionados como objetos de estudo

A maioria dos quartéis do Exército Brasileiro são conectados à rede do Sistema Interligado Nacional. O interesse desses quartéis no uso de sistemas renováveis tem crescido com o aumento da geração distribuída no país e a adição de sistemas de armazenamento é uma boa opção para aumentar a autonomia energética dos quartéis.

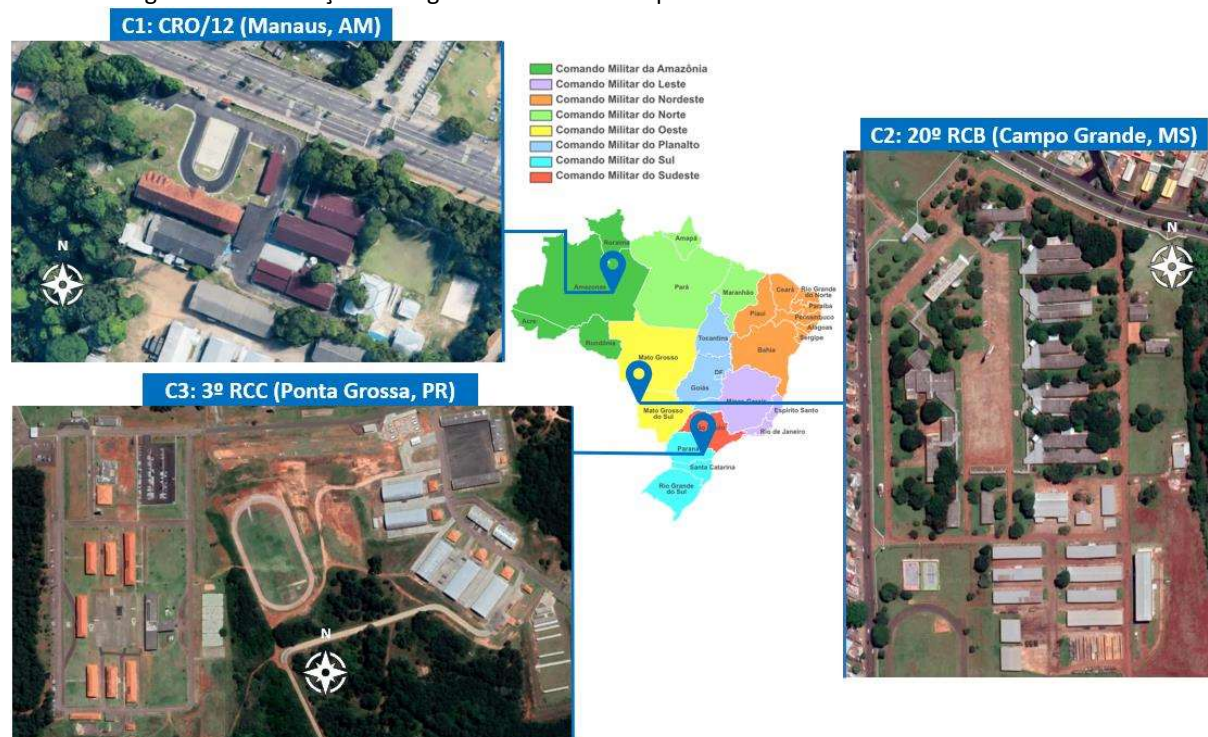
Para este trabalho foram selecionados 3 quartéis, cujas identificações e os Comandos Militares de Área⁴⁴ a que pertencem são: C1 (Amazônia), C2 (Oeste) e C3 (Sul). Os Comandos Militares da Amazônia, do Oeste e do Sul são de especial importância pois têm a responsabilidade de guarnecer e proteger a fronteira do país. Além disso, as condições climáticas dos três Comandos são muito distintas.

A localização dos quartéis no território nacional e dentro dos Comandos Militares de Área bem como imagens de satélite dos quartéis são mostradas na Figura 41. As designações dos quartéis, os códigos que foram utilizados para referenciá-los e algumas características deles são apresentadas na Tabela 9.

⁴³ Isso significa que não necessariamente todas as edificações dentro da instalação militar serão de energia zero. Mesmo se os consumos individuais estivessem disponíveis, é provável que algumas edificações não atingissem a meta de energia zero, enquanto outras ficassem de energia positiva. A abordagem do quartel também é boa porque se utiliza de sistemas renováveis maiores que geram energia para o balanço energético com o consumo do quartel, e não de sistemas renováveis menores em quantidade igual ou maior que o número de edificações que compõem o quartel.

⁴⁴ O Exército Brasileiro é dividido em oito Comandos Militares de Área, cada um responsável por uma parte do território: Norte, Amazônia, Nordeste, Leste, Sudeste, Planalto, Oeste e Sul.

Figura 41. Localização e imagens de satélite dos quartéis escolhidos como estudos de caso



Fonte: adaptado de BRASIL (2020f) e imagens do GoogleMaps

Tabela 9. Designação e características dos quartéis escolhidos para o estudo

	Quartel C1	Quartel C2	Quartel C3
Designação	Comissão Regional de Obras da 12ª Região Militar	20º Regimento de Cavalaria Blindado	3º Regimento de Carros de Combate
Abreviatura militar	CRO/12	20º RCB	3º RCC
Comando Militar	Amazônia	Oeste	Sul
Cidade/Estado	Manaus/AM	Campo Grande/MS	Ponta Grossa/PR
Atividades do quartel	Quartel administrativo	Quartel operacional	Quartel operacional
Características das edificações	A edificação principal funciona como escritório e possui 2 pavimentos. Há outras 10 edificações menores de um pavimento que funcionam como refeitório, academia, alojamentos, garagens, espaços de instrução e lazer etc.	A edificação principal é a única com 2 pavimentos. As demais são: 6 com atividade mista (alojamento e escritórios), 1 refeitório, 1 enfermaria, 13 garagens e oficinas e 7 com atividades auxiliares diversas.	São 7 edificações de dois pavimentos com atividade mista (alojamentos e escritórios) e todas as demais são de 1 pavimento: 1 refeitório, 1 enfermaria e outras 8 edificações auxiliares. Há também 7 galpões, 3 garagens e oficinas e 5 edificações de apoio.
Efetivo*	53	797	294
Área aprox. (m²) **	3.970	26.658	22.892

*O efetivo foi aproximado considerando a quantidade de almoços fornecidos em um ano aos quartéis, de acordo com o Portal de Dados Abertos do Governo Federal (ano 2017) (BRASIL, 2020a). Considerou-se para os dias úteis todo o efetivo e para os dias não-úteis apenas 10% do efetivo. **Área construída das edificações principais de acordo com informações do sistema de gerenciamento de obras do Exército (acesso restrito)

3.1.2 Caracterização climática dos locais

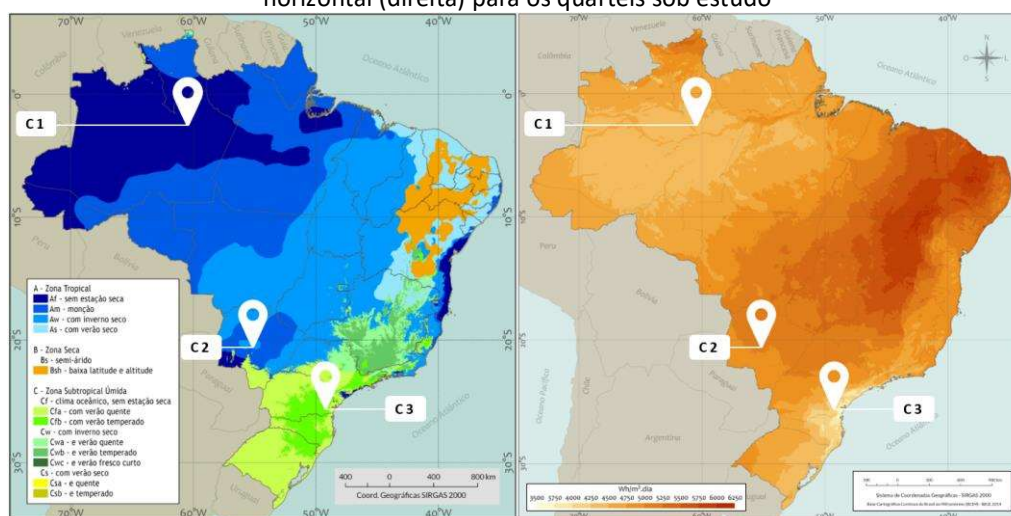
Com a finalidade de caracterizar os climas das cidades dos quartéis sob estudo, são apresentadas a Tabela 10 e a Figura 42, com a classificação de Köppen-Geiger e os níveis de irradiação horizontal global (GHI) anual, considerando as coordenadas geográficas. Os três quartéis localizam-se em regiões com climas bem distintos. As médias anuais de GHI para as cidades dos três quartéis estão acima de 4.300 Wh/m². A maior média anual de GHI é de Campo Grande, MS (Quartel C2) e a menor é a de Manaus, AM (Quartel C1).

Tabela 10. Caracterização climática dos quartéis sob estudo

Código	Latitude	Longitude	Classificação Köppen-Geiger	Média anual de GHI (em Wh/m ² .dia)
C1	-3,09°	-60,05°	Af – Tropical sem estação seca	4.323
C2	-20,43°	-54,64°	Aw – Tropical com estação seca	5.031
C3	-25,11°	-50,20°	Cfb – Subtropical úmido com verão temperado	4.490

Fonte: Pereira *et al.* (2017) e LABREN (2020)

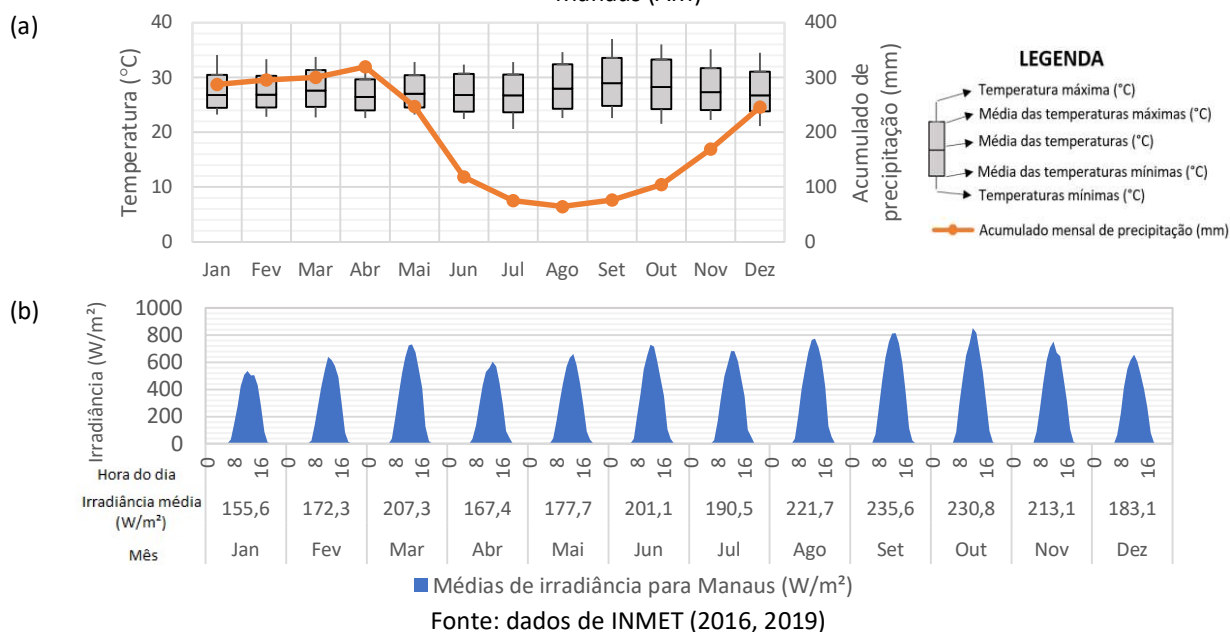
Figura 42. Classificação de Köppen-Geiger (esquerda) e média anual do total diário da irradiação global horizontal (direita) para os quartéis sob estudo



Fonte: adaptações de Pereira *et al.* (2017)

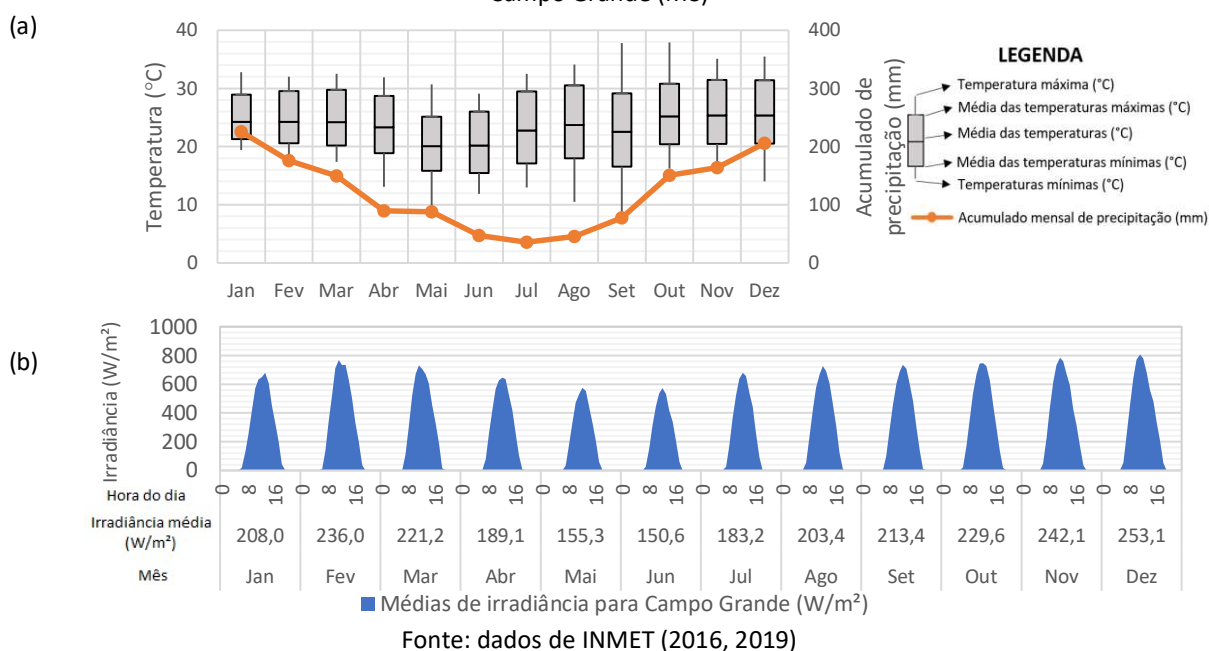
O Quartel C1 localiza-se em Manaus, AM, cidade com perfil de temperatura constante em praticamente todo o ano, com todas as médias de temperatura acima de 25°C, nenhuma mínima inferior a 20°C e apenas setembro, outubro e novembro com a maior das máximas acima de 40°C. O acumulado de precipitação é superior a 250 mm de dezembro e abril, mês com maior volume de precipitação (319 mm), e é inferior a 150 mm entre junho e outubro (menor volume em agosto, com 64 mm). As irradiâncias médias diárias são menores que 600 W/m² em janeiro e atingem máximas próximo a 800 W/m² de agosto a novembro (Figura 43).

Figura 43. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Manaus (AM)



O Quartel C2 localiza-se na cidade de Campo Grande, MS, cidade que possui um perfil de temperatura com amplitude térmica anual elevada (quase 30°C), conforme Figura 44. As temperaturas médias ficam próximas a 25°C entre outubro e março. Nos demais meses, os valores ficam mais próximos a 20°C, com o mês mais frio sendo maio (mínima inferior a 10°C). A média das máximas só não fica em torno de 30°C em maio e junho. Setembro é o mês com maior amplitude térmica (máxima próxima a 40°C e mínima inferior a 10°C).

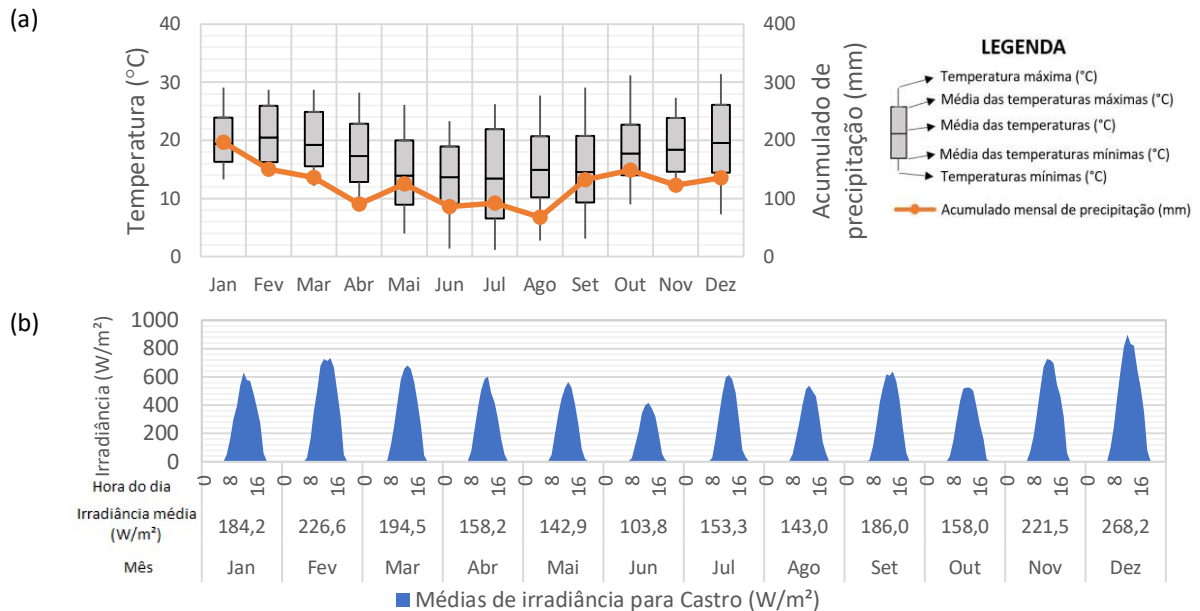
Figura 44. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Campo Grande (MS)



Em Campo Grande, o período com menor precipitação (acumulados inferiores a 150 mm) ocorre entre abril e setembro, com a mínima ocorrendo em junho (36 mm). Apenas em janeiro, o acumulado de precipitação é superior a 200 mm. As médias horárias da irradiância são inferiores a 600 W/m² em maio e junho e, em fevereiro, novembro e dezembro, são de quase 800 W/m² (Figura 44).

O Quartel C3 se localiza na cidade de Ponta Grossa, PR. Entretanto, esta cidade não possui arquivos climáticos disponibilizados no INMET. Por isso, a caracterização foi feita com a cidade mais próxima que possui arquivo climático do INMET, que é Castro, PR (Figura 45). As médias de temperatura de Castro são de, no máximo, 20°C, ficando inferiores a 15°C entre maio e setembro. As temperaturas máximas são superiores a 30°C em outubro e dezembro e as temperaturas mínimas ficam abaixo de 5°C entre junho e setembro. A precipitação mensal variou entre 80 mm e 150 mm em 10 meses. O mês de agosto apresentou o menor acumulado (68,1 mm) e o maior ocorreu em janeiro (196,8 mm). Por outro lado, as médias horárias de irradiância variaram de 400 W/m² em junho a aproximadamente 900 W/m² em dezembro.

Figura 45. (a) Perfil de temperatura e precipitação acumulada mensal (b) Médias horárias de irradiância para Castro (PR)

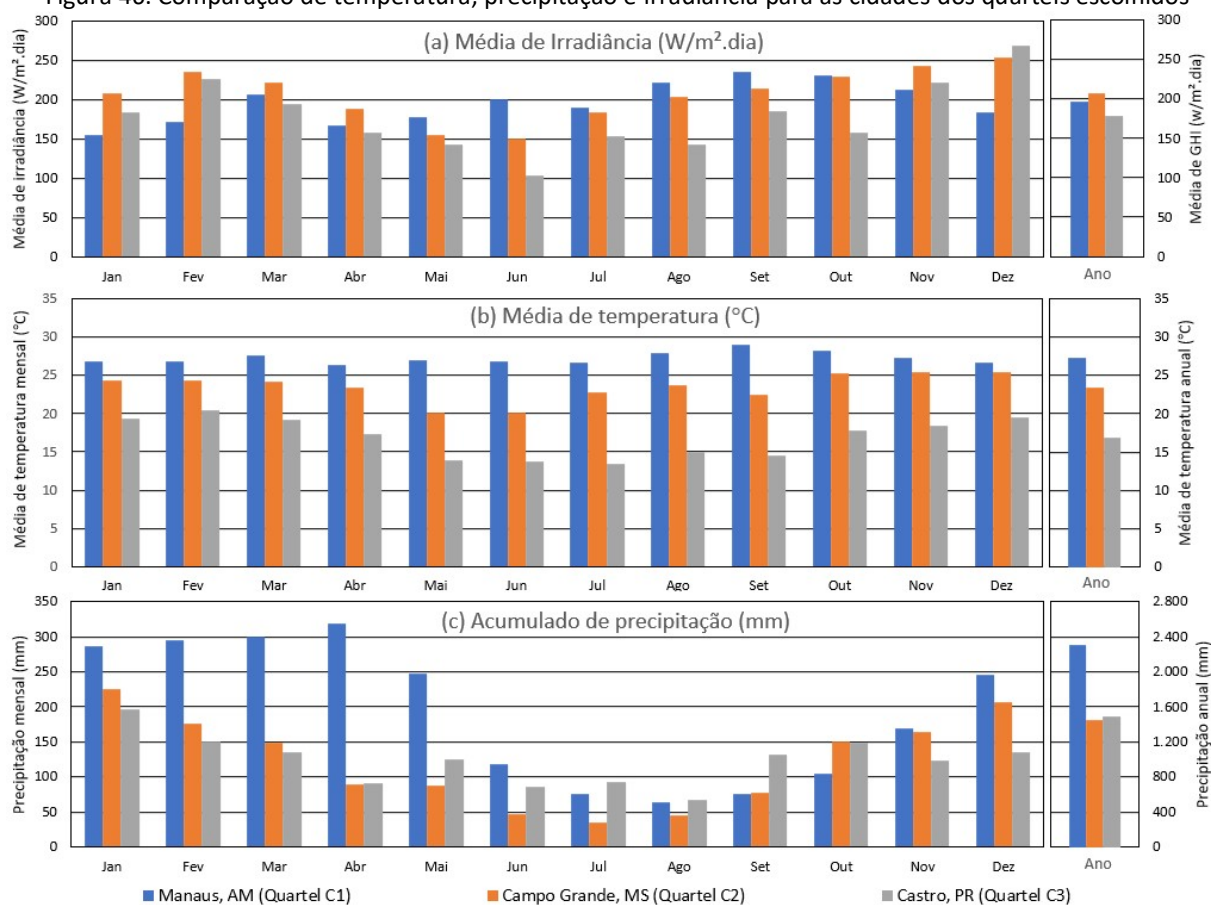


Fonte: dados de INMET (2016, 2019)

Na Figura 46 é apresentada uma comparação climática das três localidades. A cidade com maior irradiância é Campo Grande. A variação sazonal da irradiação em Campo Grande é semelhante à que ocorre em Castro, cidade com menores níveis de irradiação em todos os meses, exceto em dezembro. As duas cidades apresentam grande variação da irradiação

mensalmente, perfil coincidente com o perfil de temperaturas e a curva de precipitação, com menores valores nos meses de maio a agosto (meses próximos ao inverno) e maiores valores de novembro a março (meses próximos ao verão). Isso ocorre pela latitude próxima ao trópico de Capricórnio. Em Manaus, o perfil de irradiação e temperatura é diferente pela proximidade com a linha do Equador. Por isso, os níveis de irradiação e a temperatura ao longo do ano são mais uniformes.

Figura 46. Comparação de temperatura, precipitação e irradiação para as cidades dos quartéis escolhidos



Como pode ser visto na Figura 46b, Castro apresenta o perfil de temperatura mais diferente entre as cidades, com temperaturas médias inferiores a 20°C em todo o ano, e máximas acima de 30°C apenas em outubro e dezembro. As médias horárias da irradiação para Castro possuem mínimas em junho e, anualmente, a cidade resulta na menor irradiação solar entre as cidades analisadas. Manaus apresenta pequena amplitude térmica durante o ano, diferente do que ocorre nas outras cidades. O perfil de temperatura de Manaus apresenta a mesma tendência observada nos níveis mensais de irradiação solar, mas nos meses de verão os níveis de irradiação na região amazônica são os menores.

Os acumulados mensais de precipitação das cidades são muito diferentes (Figura 46c). Manaus possui o maior acumulado anual (2.301 mm). Os acumulados anuais de Campo Grande apresentam pequenas diferenças em relação aos de Castro (1.455 mm e 1.485 mm, respectivamente). Castro apresenta menor variação anual, com acumulados entre 68 mm (agosto) e 196 mm (janeiro). Manaus e Campo Grande apresentam grandes variações entre o menor e o maior volume mensal de precipitação: em Manaus, varia de 64 mm (agosto) a 319 mm (abril), e em Campo Grande, de 35 mm (julho) a 225 mm (janeiro).

3.2 Análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações

Para a análise do potencial de integração dos sistemas fotovoltaicos às edificações, as volumetrias das edificações foram modeladas de forma simplificada para avaliar a acomodação dos módulos fotovoltaicos sobre as coberturas. Cada instalação militar foi modelada com base nos projetos das edificações individuais (cortes, fachadas e plantas de cobertura) e do terreno (plano diretor e plantas de situação).

Os desvios azimutais e as inclinações dos planos das coberturas foram levantados para cada superfície disponível. Isso permitiu uma análise preliminar, uma vez que os níveis de irradiação solar variam com esses dois parâmetros. Para melhor diferenciação do nível de irradiação incidente em cada superfície, os ângulos azimutais foram divididos em 4 quadrantes, assim definidos:

- Quadrante Norte: $315^\circ \leq \text{ângulo azimutal} \leq 45^\circ$;
- Quadrante Leste: $45^\circ < \text{ângulo azimutal} < 135^\circ$;
- Quadrante Sul: $135^\circ \leq \text{ângulo azimutal} \leq 225^\circ$; e
- Quadrante Oeste: $225^\circ < \text{ângulo azimutal} < 315^\circ$.

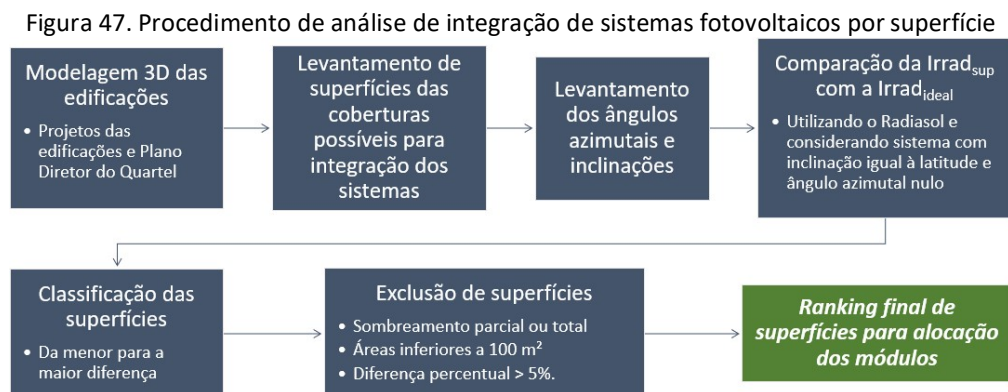
Os valores da média anual de irradiação nas condições das superfícies ($Irrad_{sup}$) foram comparados com os valores da média anual de irradiação nas condições ideais ($Irrad_{ideal}$), ou seja, nível de irradiação quando a inclinação é igual à latitude e o ângulo azimutal é nulo em relação ao norte (GASPARIN; KRENZINGER, 2017; SABER *et al.*, 2014). Essa comparação foi feita por meio do *software* Radiasol (LABSOL, 2020). Este programa gratuito desenvolvido pela LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul fornece os níveis de irradiação de acordo com condições das superfícies. As informações de entrada foram os dados mensais de

irradiação horizontal (GHI) em kWh/m² contidas nos arquivos climáticos para as coordenadas geográficas dos quartéis.

As superfícies foram classificadas de acordo com o percentual de diferença entre a média anual do plano da superfície ($Irrad_{sup}$) e a média anual da irradiação ideal ($Irrad_{ideal}$), do menor para o maior (Equação 6):

$$Dif. Percentual(\%) = \frac{Irrad_{sup} - Irrad_{ideal}}{Irrad_{ideal}} \quad (6)$$

Após essa classificação, foram utilizados três critérios para exclusão de superfícies: (1) superfícies sombreadas parcial ou completamente devido a volumes próximos; (2) superfícies com áreas inferiores a 100 m²; e (3) superfícies cuja diferença percentual foi superior a 5%. Após a exclusão, um ranking final de superfícies foi obtido com as superfícies a receber a modelagem dos sistemas fotovoltaicos. Uma representação desse processo de análise da integração dos sistemas fotovoltaicos consta na Figura 47.



3.3 Modelagens e simulações

3.3.1 Programa de simulação de desempenho utilizado

As estimativas de geração dos sistemas fotovoltaicos das edificações e os fluxos de energia entre os sistemas fotovoltaicos e os sistema de armazenamento foram obtidas por meio de simulação computacional no programa SAM (*System Advisor Model*), versão 2020.11.29 (SAM, 2021). O SAM é um programa gratuito desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Foi recomendado para modelagem, dimensionamento e análise técnico-econômica de sistemas de energia renovável nos quartéis do Exército Americano, para avaliação e planejamento em direção a instalações militares de energia zero

(BOOTH *et al.*, 2008). Além disso, possui resultados positivos de sua utilização em diversas pesquisas (HEINE *et al.*, 2019; NCSU, 2016; SABER *et al.*, 2014).

Neste trabalho, as simulações consideraram sistemas fotovoltaicos acoplados em corrente alternada (armazenamento centralizado) ou em corrente contínua (armazenamento descentralizado) a sistemas de armazenamento (bancos de baterias de íons-de-Lítio). Foram modelados 4 tipos de sistemas diferindo entre si pelo tipo de células fotovoltaicas dos módulos (mc-Si e CdTe) e dos inversores utilizados (devido às diferentes formas de acoplamento). Na Tabela 11 são apresentadas as designações dos sistemas.

Tabela 11. Designação dos sistemas simulados

Designação	Células fotovoltaicas dos módulos	Forma de acoplamento	Tipos de inversores	Tipos de sistemas de armazenamento
Sistema mc-Si CA	Silício Policristalino	Corrente alternada	Convencionais + Bidirecional	Banco de baterias de NMC-Lítio
Sistema CdTe CA	Telureto de Cádmio			
Sistema mc-Si CC	Silício Policristalino	Corrente contínua	Híbridos	Banco de baterias de LFP-Lítio
Sistema CdTe CC	Telureto de Cádmio			

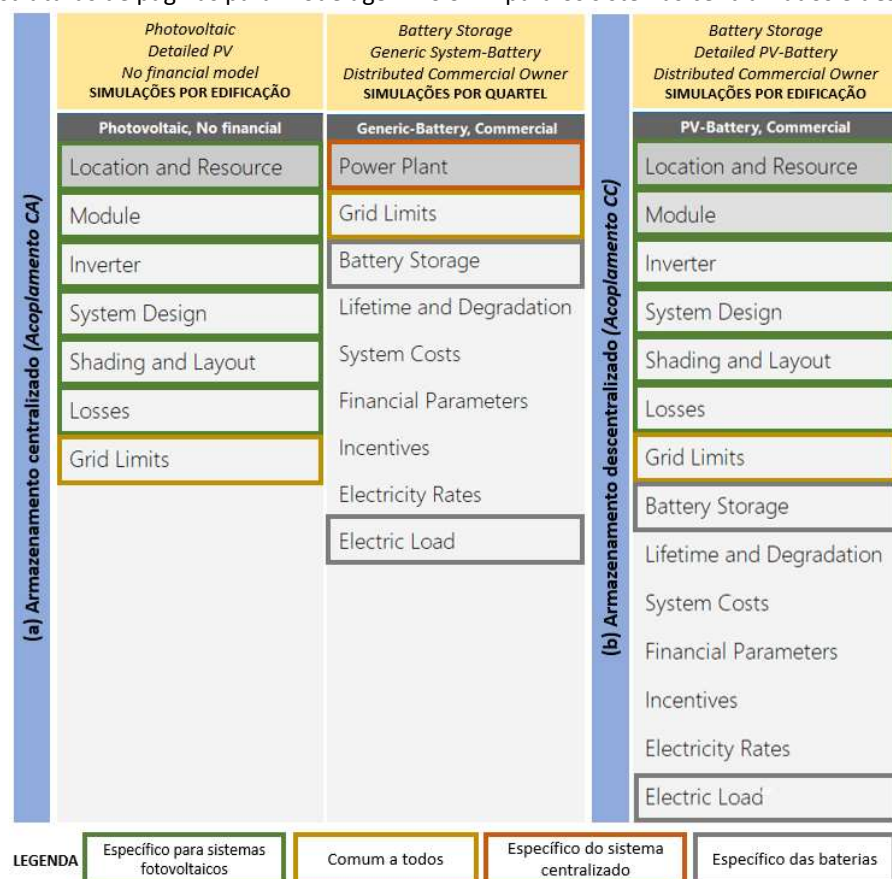
Para os sistemas com armazenamento centralizado (mc-Si CA e CdTe CA) foram modelados sistemas fotovoltaicos para cada superfície com inversores solares independentes e um sistema de armazenamento centralizado, conectado em corrente alternada à rede de distribuição de baixa tensão do quartel por meio de um inversor multimodo bidirecional. A modelagem dos sistemas fotovoltaicos utilizou o Modelo Fotovoltaico Detalhado sem modelo financeiro (*Photovoltaic > Detailed PV Model > No Financial Model*) e a modelagem do sistema de armazenamento centralizado utilizou o Modelo Genérico de Sistema de Armazenamento por Baterias (*Battery Storage > Generic System-Battery > Distributed > Commercial Owner*), sem parâmetros para análise financeira (Figura 48a).

Para os sistemas com armazenamento descentralizado (mc-Si CC e CdTe CC) foram modelados sistemas fotovoltaicos em cada superfície com inversores híbridos que se conectam em corrente contínua ao sistema de armazenamento. Os sistemas fotovoltaicos das edificações e seus respectivos sistemas de armazenamento foram modelados utilizando o Modelo de Armazenamento por Baterias em sistemas Fotovoltaicos-Baterias Detalhado (*Battery Storage > Detailed PV-Battery > Distributed > Commercial Owner*), sem parâmetros para análise financeira (Figura 48b).

Os sistemas fotovoltaicos foram modelados conforme 3.3.2 e os sistemas de armazenamento conforme 3.3.3. As páginas *Lifetime and Degradation*, *System Costs*, *Financial Parameters*, *Incentives* e *Electricity Rates* (Figura 48) são para análise econômica e não foram

modeladas. A página Limites da rede (*Grid limits*) (Figura 48) é comum a todas as simulações e foi inserido o valor de 5.000 kWac, que é a potência máxima para sistemas distribuídos de acordo com a legislação brasileira (ANEEL, 2012a).

Figura 48. Estruturas de páginas para modelagem no SAM para os sistemas centralizados e descentralizados



3.3.2 Sistemas fotovoltaicos

A fim de verificar quantos módulos seriam suficientes para gerar acima quantidade de energia superior ao consumo de cada quartel foi realizado um dimensionamento preliminar dos sistemas fotovoltaicos (3.3.2.1). Como observado na Figura 48, os parâmetros de entrada do SAM para a modelagem dos sistemas fotovoltaicos são a localização e recurso solar (dados climáticos, conforme 3.3.2.2), os módulos, inversores e *design* do sistema (componentes do sistema fotovoltaico, conforme 3.3.2.3) e os coeficientes de perdas considerados na modelagem dos sistemas fotovoltaicos (3.3.2.4)⁴⁵.

⁴⁵ O sombreamento e *layout* para sistemas com rastreamento não foram modelados porque: (1) pela análise de integração do sistemas fotovoltaicos nas edificações, pode-se desconsiderar quaisquer perdas por sombreamento; (2) os módulos foram alocados sobre as coberturas das edificações, não tendo rastreamento.

3.3.2.1 Dimensionamento preliminar

A quantidade de superfícies utilizadas por quartel para a modelagem dos sistemas fotovoltaicos foi escolhida após análise preliminar da quantidade de módulos necessária para gerar energia superior ao consumo pelo quartel ao longo do ano. Os consumos de eletricidade foram levantados por meio das memórias de massa das distribuidoras de energia durante o período de um ano (dados sub-horários integrados para horários). Na Tabela 12 são apresentadas as Unidades Consumidoras de cada quartel, as classes e subclasses de atendimento, modalidade tarifária e horário de ponta de cada distribuidora.

Tabela 12. Característica dos atendimentos elétricos dos quartéis

	Distribuidora	Horário Ponta	Unidade Consumidora	Tarifa	Classe - Subclasse
Quartel C1	Amazonas Energia	20:00h às 22:59h	86992-9	Verde	A4 – Poder Público
Quartel C2	Energisa MS	17:30h às 20:29h	10/9000973-9	Verde	A4 – Poder Público
Quartel C3	COPEL	18:00h às 20:59h	85195537	Verde	A4 – Poder Público

Além do consumo anual do quartel, o dimensionamento preliminar considerou a média horária anual da irradiação da superfície nº 1 do ranking obtido na análise da integração, a área de 1 módulo e a eficiência do módulo, conforme Equação 7. Considerou-se um total de perdas de 30% (ou seja, PR de 0,70).

$$N = \frac{C * 1.000}{(Maior Irrad_{sup}) * A * PR * \eta * 8.760} \quad (7)$$

Em que:

- N é o número total de módulos a serem integrados nas superfícies do quartel;
- C é o consumo anual do quartel (em kWh);
- PR é o Performance Ratio sugerido (pior caso, considerado de 0,70);
- η é a eficiência do módulo fotovoltaico adotado (em %);
- (Maior Irrad_{sup}) é a maior irradiação encontrada entre as superfícies resultantes do ranking da análise da integração (em kWh/m²)⁴⁶;
- A é a área de um módulo (em m²).

Dessa forma, utilizando a quantidade total de módulos por quartel obtida nesse cálculo preliminar, os sistemas fotovoltaicos começaram a ser modelados seguindo o ranking de

⁴⁶ Obtido por meio da média anual da variável de saída do SAM *Subarray 1 POA front total irradiance nominal* em uma simulação hipotética de sistema fotovoltaico (*Photovoltaic > Detailed PV Model > No Financial Model*) com os valores *default* do programa, modificando apenas o arquivo climático utilizado.

superfícies obtida na análise da integração. Foram modelados sistemas até que a quantidade total de módulos fosse superior à quantidade preliminar total em no máximo 15%.

3.3.2.2 Dados climáticos da modelagem

A fonte de dados de irradiação solar que o SAM utiliza nas simulações dos sistemas fotovoltaicos são arquivos climáticos TRY (*Test Reference Year*) ou TMY (*Typical Meteorological Year*). Uma base de dados para esses arquivos climáticos é disponibilizada no *EnergyPlus Weather Data* (ENERGYPLUS, 2020). A fim de uniformizar a análise, os arquivos climáticos escolhidos foram de estações com equipamentos de medição similares para as localidades. Para o Quartel C1 (Manaus, AM) e para o quartel C2 (Campo Grande, MS) optou-se pelos arquivos climáticos do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) para cada uma das cidades. Para o Quartel C3 (Ponta Grossa, PR) não há arquivos climáticos nem do INMET nem de outra base. Por isso, optou-se por utilizar o arquivo climático do INMET da localidade mais próxima (Castro, PR).

O modelo de radiação difusa escolhido para o céu foi o de Perez (GASPARIN; KRENZINGER, 2017; NÓBREGA *et al.*, 2018). Optou-se pela utilização dos dados da Irradiação Horizontal Global e da Irradiação Horizontal Difusa do arquivo climático para as simulações (GHI and DHI) e não foi considerado Albedo. Na Tabela 13 é apresentada a comparação das médias anuais diárias da GHI dos arquivos climáticos com as da GHI do Atlas Brasileiro de Energia Solar. As diferenças são menores que 5% (exceto em Manaus, que ultrapassa 9%).

Tabela 13. Comparação entre GHI dos arquivos climáticos e os valores do Atlas Brasileiro de Energia Solar

Quartel	Cidade da estação	GHI arquivo climático utilizado (kWh/m ² .dia)	GHI Atlas (kWh/m ² .dia)	% de diferença
C1	Manaus, AM	4,72	4,32	9,26%
C2	Campo Grande, MS	4,97	5,03	-1,19%
C3	Castro, PR	4,27	4,49	-4,90%

Fonte: dados de INMET (2016), NREL (2020b) e Pereira *et al.*, 2017)

3.3.2.3 Componentes dos sistemas fotovoltaicos

Foram escolhidos dois módulos com tecnologias de células fotovoltaicas diferentes para avaliação dos desempenhos: módulos de silício policristalino (mc-Si), por sua grande penetração no mercado brasileiro, e módulos de telureto de cádmio (CdTe), que possuem

bom desempenho em altas temperaturas e excelente resposta espectral (BRAGA *et al.*, 2019; DO NASCIMENTO *et al.*, 2020). Os módulos escolhidos constam no *California Energy Commission (CEC) Performance Model with Module* do SAM. As principais características dos módulos são apresentadas na Tabela 14 e seus datasheets encontram-se no Anexo A.

Tabela 14. Características físicas e elétricas dos módulos utilizados

	mc-Si	CdTe
Fabricante	Canadian Solar Inc.	First Solar Inc.
Nome da série	HiKu CS3W	Series 6™
Ponto de destaque	Módulo com células PERC de silício policristalino de alta potência. A Canadian é a fabricante de módulos fotovoltaicos mais adotada no Brasil (GREENER, 2019)	Dentre os módulos de filmes finos, os módulos de CdTe da FirstSolar são os que apresentam maior eficiência (FRAUNHOFER, 2019)
Quantidade de células	144	264
Potência máxima nominal ($P_{m\acute{a}x}$)	405 Wcc	435 Wcc
Tensão de máxima potência (V_{mp})	38,9 Vcc	183,6 Vcc
Corrente de máxima potência (I_{mp})	10,42 Acc	2,37 Acc
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	47,4 Vcc	219,6 Vcc
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	10,98 Acc	2,55 Acc
Eficiência	18,30 %	17,54%
Coefficiente de temperatura ($P_{m\acute{a}x}$)	-0,37 %/°C	-0,32 %/°C
Dimensões (mm x mm x mm)	2.108 x 1.048 x 40	2.009 x 1.232 x 49

Fonte: CanadianSolar (2020) e FirstSolar (2018)

A seleção e a quantidade de inversores utilizados, a quantidade de módulos em série por string e a quantidade de strings por inversor consideraram a modulação das tensões de módulos, strings e inversores. Para as simulações dos sistemas mc-Si CA e CdTe CA, foram utilizados inversores solares convencionais *Fronius Symo*⁴⁷ (Tabela 15). O modelo de sistema de armazenamento genérico do SAM (*Generic System-Battery*), utilizado para a simulação dos sistemas de armazenamento acoplados em corrente alternada, apenas utiliza como dados do inversor da bateria sua eficiência de conversão CC-CA. Por isso, foi utilizado como referência o Inversor *SMA STPS 60* (potência em CA de 60 kW e eficiência de conversão de 98%)⁴⁸. Para as simulações dos sistemas mc-Si CC e CdTe CC, foram utilizados inversores híbridos modelo *Fronius Symo GEN24 Plus*⁴⁹ (Tabela 16) para todos os cenários de todos os quartéis. A quantidade de módulos utilizada nas simulações com inversores solares convencionais foi mantida, com alterações quando necessário na quantidade de módulos por strings e no número de strings de acordo com as exigências do intervalo de tensão do inversor.

⁴⁷ Ressalta-se que, apesar de não adotados nesse trabalho por conta da indisponibilidade de dados para inserção no SAM, a utilização de inversores com isolamento galvânico é recomendada em sistemas com módulos de CdTe (bem como em todos os filmes finos).

⁴⁸ Esse inversor SMA STPS 60 é recomendado pelo fabricante do banco de baterias (possui compatibilidade).

⁴⁹ As informações dos *datasheets* dos inversores utilizados foram inseridas no SAM utilizando a *Aba Inverter Part Load*.

Tabela 15. Especificações dos inversores convencionais utilizados nas simulações de mc-Si CA e CdTe CA

Identificação*	Fronius Symo 12.0-3	Fronius Symo 12.5-3	Fronius Symo 15.0-3	Fronius Symo 17.5-3	Fronius Symo 22.7-3	Fronius Symo 24.0-3
Eficiência ponderada CEC (%)	96,546	97,294	97,150	97,517	97,642	97,609
Potência máxima em CA (Wca)	12000	12500	15000	17500	22730	24000
Potência máxima em CC (Wcc)	12.455,2	12.811,7	15.389,6	17.899,4	23.259,6	24.573,5
Uso de energia durante operação (Wca)	32,6004	46,0366	76,5347	65,6383	62,3086	72,7334
Uso de energia durante noite (Wca)	3,6	3,75	4,5	5,25	6,819	7,2
Tensão nominal em CA (Vca)	240	480	480	480	480	480
Tensão máxima em CC (Vcc)	480	800	800	800	800	800
Corrente máxima em CC (Acc)	33,6628	18,7033	22,4666	25,5706	32,305	33,8945
Tensão Mínima em CC por MPPT (Vcc)	300	350	350	400	500	500
Tensão nominal CC (Vcc)	370	685	685	700	720	725
Tensão Nominal em CC por MPPT (Vdc)	480	800	800	800	800	800

*As curvas de eficiência desses inversores foram utilizadas, pois eles estão na *Inverter CEC Database* do SAM

Tabela 16. Especificações dos inversores híbridos utilizados nas simulações de mc-Si CC e CdTe CC

Modelo		Fronius Symo GEN24 Plus*		
Potência máxima de saída CA		6 kWca	8 kWca	10 kWca
CEC efficiency (calculada pelo SAM)		97,84%	97,20%	97,84%
Máxima entrada em CC		6,132 kWcc	8,230 kWcc	10,649 kWcc
Consumo de energia noturno		9 Wca	9 Wca	9 Wca
Tensão nominal CA		380 V	380 V	380 V
Máxima tensão CC		800 V	800 V	800 V
Máxima corrente CC		25 A	25 A	25 A
Intervalo de tensão CC MPPT		174 – 800 V	224 – 800 V	278 – 800 V
Tensão nominal CC		595 V	595 V	595 V
Curva de eficiência (% de potência de saída / % de eficiência)	0,38%	0%	0%	0%
	5%	95,58%	92,60%	95,58%
	10%	96,97%	95,20%	96,97%
	20%	97,86%	96,40%	97,86%
	30%	98,00%	97,00%	98,00%
	50%	98,10%	97,40%	98,10%
	75%	97,80%	97,40%	97,80%
	100%	97,60%	97,20%	97,60%
Coeficiente de degradação por temperatura		-0,021 %/°C	-0,021 %/°C	-0,021 %/°C

Fonte: (FRONIUS, 2020; SAM, 2021). *Datasheets no Anexo B

3.3.2.4 Coeficientes de perdas considerados na modelagem dos sistemas fotovoltaicos

As perdas consideradas nas simulações dos sistemas fotovoltaicos para os dois tipos de acoplamento foram: *mismatch* (descasamento dos módulos): 2%; diodos e conexões: 0,5%; fiação em corrente contínua: 2%; fiação em corrente alternada: 1%; e indisponibilidade do sistema: 1% (BESEO, 2017; GOMES, 2017; HEINE *et al.*, 2019; RODRIGUES, TORREZANI, 2017).

Além dessas, foram consideradas as perdas por sujidade dos módulos (*soiling loss*). Essas perdas por sujeira são de difícil mensuração e previsão por conta da especificidade de cada sistema e local e por dependerem da inclinação em que os módulos estão instalados, das

condições ambientais, da ocorrência de ventos e dos níveis de precipitação local, que podem contribuir para a autolimpeza dos módulos (MEJIA; KLEISSL, 2013). Neste trabalho, foram consideradas três opções de percentuais de sujeira nos sistemas fotovoltaicos projetados para o acoplamento em corrente alternada (mc-Si CA e CdTe CA). A primeira (P1) considerou um percentual de perdas por sujeira constante e igual a 3% para todos os meses do ano em todas as cidades. A segunda (P2) e a terceira (P3) consideraram percentuais de perda por sujeira de acordo com os acumulados de precipitação mensal para cada localidade, diferindo entre si pelo percentual considerado em cada intervalo dos acumulados de precipitação (Tabela 17). Os valores adotados para P2 e P3 tiveram com o objetivo emular os resultados obtidos em estudos experimentais de perdas por sujeira em áreas urbanas, como o de BOHRA *et al.* (2015), que obtiveram de 4,2% a 13,1%, e o de BARAS *et al.* (2017), que identificaram perdas de 3% a 10% por mês.

Tabela 17. Valores de percentuais adotados de acordo com intervalo de acumulado mensal de precipitação

Intervalo de acumulado de precipitação	P1	P2	P3
Entre 0 mm e 50 mm	3%	11%	13%
Entre 51 mm e 100 mm	3%	9%	11%
Entre 101 mm e 150 mm	3%	7%	9%
Entre 151 mm e 200 mm	3%	5%	7%
Acima de 201 mm	3%	3%	5%

Os dados de precipitação foram obtidos pela análise dos dados históricos de precipitação para as estações convencionais e automáticas do INMET para cada localidade. Selecionou-se os anos em que os dados de precipitação de todos os meses estavam disponíveis. A escala mensal de percentuais de perda por sujeira foi aplicada e selecionou-se o ano que resultou em maiores perdas por sujeira (ou seja, pior caso, ano mais seco). Os percentuais adotados em cada opção com os anos e a estação meteorológica considerados estão mostrados na Tabela 18.

Os maiores percentuais de perdas por sujeira foram os do Quartel C3 (máximo de 12,2% no P3), pois os acumulados mensais de precipitação no ano de referência foram muito pequenos. Em seguida, o Quartel C2 apresenta percentuais de perda anual de quase 10% em P2. O quartel localizado em Manaus (Quartel C1) foi o que teve menores percentuais anuais de perda considerados, devido aos altos volumes de chuvas comuns à Região Amazônica. Para as simulações dos sistemas mc-Si CC e CdTe CC, entretanto, utilizou-se somente o percentual que resultou em resultados intermediários (P2).

Tabela 18. Percentuais mensais de sujeira a serem adotados em cada localidade (%)

	Quartel C1			Quartel C2			Quartel C3		
Cidade	Manaus			Campo Grande			Castro		
Estação INMET (ano)	Convencional (2001)			Automática (2006)			Automática (2007)		
Opção	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
Jan	3	11	13	3	5	7	3	7	9
Fev	3	7	9	3	5	7	3	11	13
Mar	3	3	5	3	7	9	3	11	13
Abr	3	5	7	3	9	11	3	11	13
Mai	3	5	7	3	11	13	3	11	13
Jun	3	9	11	3	11	13	3	11	13
Jul	3	7	9	3	11	13	3	5	7
Ago	3	7	9	3	11	13	3	11	13
Set	3	9	11	3	7	9	3	11	13
Out	3	5	7	3	9	11	3	11	13
Nov	3	9	11	3	3	5	3	11	13
Dez	3	3	5	3	5	7	3	11	13
Anual	3	6,7	8,7	3	7,8	9,8	3	10,2	12,2

3.3.3 Sistemas de armazenamento

Um modelo matemático apresentando os fluxos de energia nos quartéis é detalhado em 3.3.3.1. Na modelagem dos sistemas de armazenamento, são variáveis de entrada os consumos de energia considerados para cada sistema fotovoltaico e a geração fotovoltaica de todos os sistemas (3.3.3.2). Além disso, foi necessário definir a capacidade dos sistemas de armazenamento propostos, que neste trabalho variaram de acordo com cenários adotados (3.3.3.3). Os bancos de baterias comerciais adotados para armazenamento e suas informações técnicas utilizadas nas simulações são apresentados em 3.3.3.4 e a estratégia para despacho de energia é apresentada em 3.3.3.5.

3.3.3.1 Modelo matemático dos fluxos de energia nos quartéis

Na Figura 49 são apresentados os componentes dos sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento de acordo com o tipo de acoplamento. Considerou-se o sistema de armazenamento sendo carregado apenas pelos sistemas fotovoltaicos. Quando a diferença horária entre geração e consumo é positiva, a carga é atendida apenas pelos sistemas fotovoltaicos e o excedente de energia é utilizado para carregar o sistema de armazenamento até atingir a plena carga. Quando isso ocorre, o excedente de energia é exportado para a rede. Quando a diferença é negativa, o sistema de armazenamento alimenta a carga descarregando até atingir seu estado de carga mínimo. Quando a energia gerada nos sistemas fotovoltaicos

é inferior à carga e o sistema de armazenamento não está suficientemente carregado, ocorre importação de energia da rede da distribuidora. Na Figura 50 há uma representação dos fluxos de energia em quartéis hipotéticos com sistemas fotovoltaicos com armazenamento.

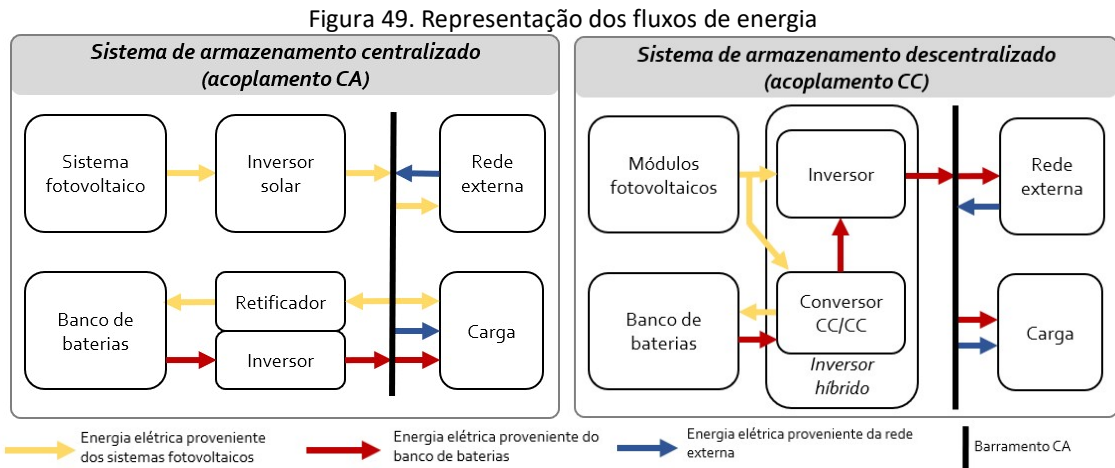
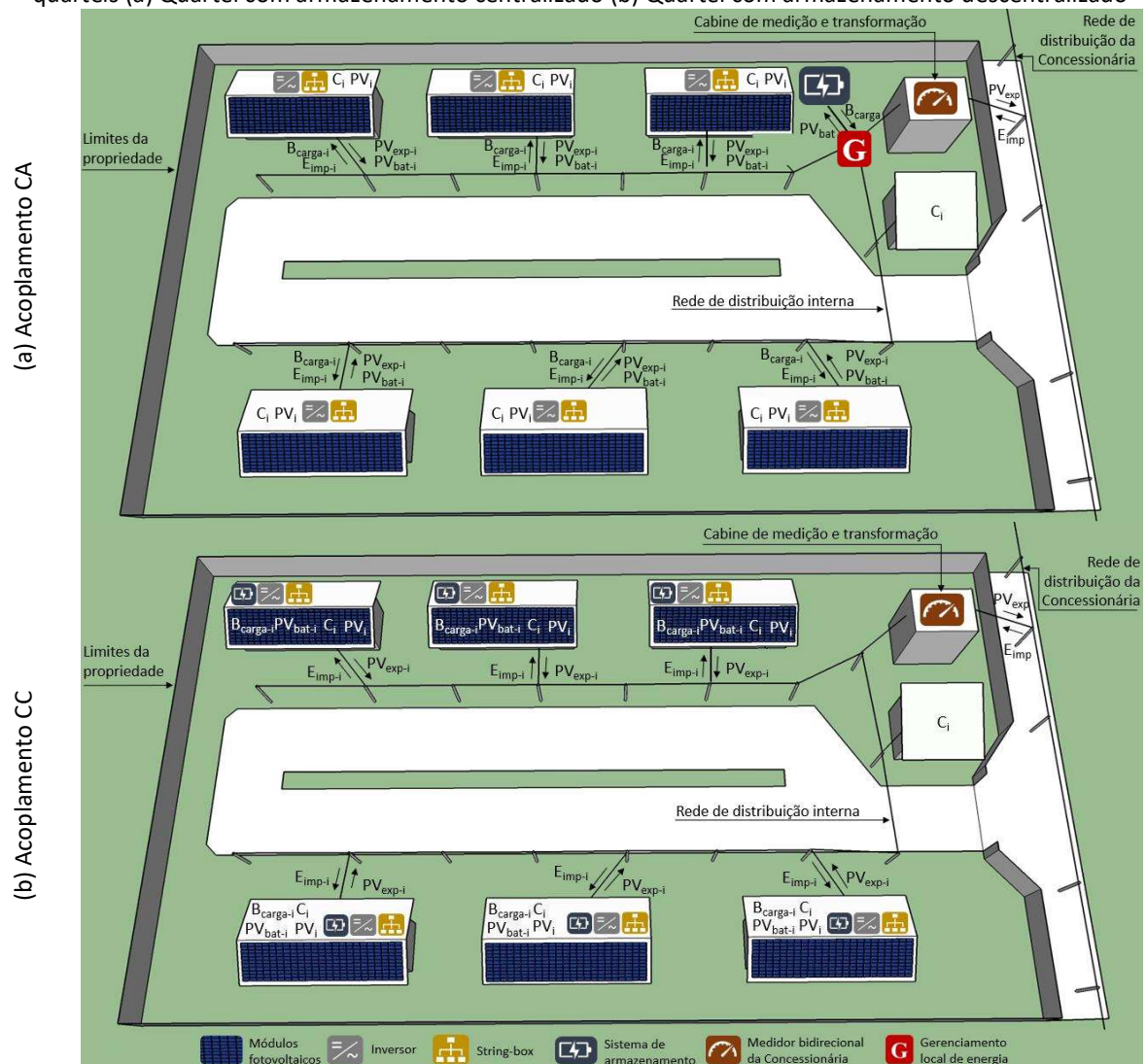


Figura 50. Representação tridimensional do modelo matemático para contabilização dos fluxos de energia nos quartéis (a) Quartel com armazenamento centralizado (b) Quartel com armazenamento descentralizado



De acordo com as grandezas apresentadas, estabelecem-se as seguintes equações das condições ideais de fluxo energia:

- Armazenamento centralizado (armazenamento CA):

$$C = \sum_{i=1}^n PV_i + \sum_{i=1}^n E_{imp} + \sum_{i=1}^n B_{carga-i} - \sum_{i=1}^n PV_{exp-i} - \sum_{i=1}^n PV_{bat-i} \quad (8)$$

- Armazenamento descentralizado (armazenamento CC):

$$C_i = PV_i + E_{imp-i} + B_{carga-i} - PV_{exp-i} - PV_{bat-i} \quad (9)$$

Em que n é o número de sistemas fotovoltaicos modelados no quartel e (em kWh):

- C_i é consumo da edificação i;
- C é o consumo total da instalação militar;
- PV_i é a energia gerada no sistema fotovoltaico i;
- PV é a geração fotovoltaica total da instalação militar;
- E_{imp-i} é a energia importada da rede externa para atender as cargas da edificação i;
- E_{imp} é a energia importada da rede externa para atender as cargas de todo o quartel;
- $B_{carga-i}$ é a energia proveniente da descarga do sistema de armazenamento do sistema i que atende à carga da edificação i (descentralizado) ou é a energia proveniente da descarga do sistema de armazenamento centralizado que atende à carga da edificação que contém o sistema i;
- B_{carga} é a energia proveniente dos sistemas de armazenamento que é consumida pela carga total da instalação militar;
- PV_{exp-i} é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico i exportada para a rede da distribuidora;
- PV_{exp} é a energia exportada por todos os sistemas fotovoltaicos da instalação militar para a rede da distribuidora (somatório de PV_{exp-i});
- PV_{bat-i} é a energia gerada no sistema fotovoltaico i que carrega o sistema de armazenamento i (descentralizado) ou é a parcela da energia que carrega o banco de baterias centralizado que provém da geração do sistema i;
- PV_{bat} é a energia gerada nos sistemas fotovoltaicos que carrega os bancos de baterias do sistema de armazenamento (somatório de PV_{bat-i}).

Os valores de PV_i resultaram das simulações horárias para os sistemas fotovoltaicos e foram variáveis para cada edificação, uma vez que os sistemas diferem na quantidade de módulos, na quantidade de inversores e nas características do arranjo (ângulo azimutal e

inclinação). Os valores de E_{imp-i} , B_{int-i} , PV_{exp-i} e PV_{bat-i} são horários e variaram dependendo do cenário escolhido para carga e descarga e das interações com a rede.

3.3.3.2 Dados de consumo e geração

Os dados de entrada do consumo de eletricidade foram os dados horários de consumo do quartel. No acoplamento em corrente alternada (mc-Si CA e CdTe CA), os valores foram obtidos pela memória de massa fornecida pela distribuidora de energia (intervalos horários de consumo para cada Unidade Consumidora)⁵⁰.

Como o consumo de energia elétrica considera o quartel completo (todas as edificações e áreas comuns), para as simulações dos sistemas de armazenamento com acoplamento em corrente contínua (mc-Si CC e CdTe CC), o consumo do quartel foi ponderado de acordo com a potência instalada de cada sistema fotovoltaico (Equação 10):

$$C_{sistema-i}(h) = C(h) * \frac{Pot_i}{Pot} \quad (10)$$

Em que:

- $C_{sistema-i}(h)$ é o consumo horário considerado nas simulações com armazenamento descentralizado do sistema i (em kWh);
- $C(h)$ é o consumo horário de todo o quartel (em kWh);
- Pot_i é a potência em CC do sistema fotovoltaico i (em kW);
- Pot é a potência em CC de todos os sistemas fotovoltaicos do quartel (em kW).

Na modelagem do sistema de armazenamento centralizado⁵¹ (mc-Si CA e CdTe CA), considerou-se os dados de geração como uma usina virtual por quartel (soma da geração dos sistemas fotovoltaicos modelados com inversores solares independentes), conforme Equação 11. Foi utilizado o valor *default* do SAM para as perdas de potência (4%) e não foram consideradas cargas críticas.

$$PV = \sum_{i=1}^n PV_i \quad (11)$$

No qual:

- PV_i é a matriz com 8.760 horas com a geração do sistema fotovoltaico i;

⁵⁰ Inseridos no SAM na página *Electric Load*.

⁵¹ Inseridos no SAM na página *Power Plant*.

- PV é a matriz com 8.760 horas com a geração de todos os sistemas fotovoltaicos (acoplamento CA) do quartel;
- n é o número de sistemas fotovoltaicos simulados no quartel.

Os dados de entrada e os resultados fornecidos pelo SAM em intervalos horários consideram como primeiro dia do ano uma segunda-feira. Devido a isso, verificou-se a necessidade de ajuste de calendário com os dados de consumo, compatibilizando os dias da semana dos dados de consumo recebidos com a forma do SAM de gerar os resultados, de modo a preservar as diferenças de consumo entre os dias de semana e os de fins de semana.

3.3.3.3 Cenários para dimensionamento dos bancos de baterias

De acordo com o modelo matemático apresentado, foram estabelecidos 4 cenários para as simulações dos sistemas de armazenamento:

- *Cenário Base:* instalação militar apenas com sistemas fotovoltaicos, sem sistemas de armazenamento. Nesse cenário, todas as grandezas do modelo matemático relacionadas a armazenamento são nulas (PV_{bat-i} , PV_{bat} , B_i , B);
- *Cenário Ponta:* instalação militar com sistema de armazenamento dimensionado para suprir o consumo no horário de ponta, de modo a não ser necessária a importação de energia da rede elétrica externa nesse período. Utilizou-se o maior consumo no horário de ponta do ano para o dimensionamento dos bancos de baterias desse cenário;
- *Cenário Noite:* instalação militar com sistema de armazenamento dimensionado para suprir o consumo da instalação militar durante o período noturno (considerado das 18h às 5:59h), com o objetivo de não ser necessária a importação de energia da rede elétrica externa nesse período. Utilizou-se o maior consumo no horário noturno do ano para dimensionar a capacidade de armazenamento total dos bancos de baterias desse cenário;
- *Cenário Dia:* instalação militar com sistema de armazenamento dimensionado para suprir o consumo da instalação militar em um dia completo, evitando a alimentação do quartel pela rede elétrica durante o dia completo. Utilizou-se o maior consumo diário de energia no ano para dimensionar a capacidade total dos bancos de baterias desse cenário.

As capacidades de armazenamento definidas para cada cenário foram utilizadas para a modelagem dos sistemas de armazenamento centralizado (mc-Si CA e CdTe CA). Para a opção de armazenamento descentralizado (mc-Si CC e CdTe CC), a capacidade de cada subsistema foi obtida pela ponderação da capacidade requerida no cenário de acordo com a potência do respectivo sistema fotovoltaico (Equação 12):

$$B_{sistema-i} = B_{cenário} * \frac{Pot_i}{Pot} \quad (12)$$

No qual:

- $B_{sistema-i}$ é a capacidade de armazenamento do sistema fotovoltaico i (em kWh);
- $B_{cenário}$ é a capacidade de armazenamento para o cenário considerado (em kWh);
- Pot_i é a potência em CC do sistema fotovoltaico i (em kW);
- Pot é a potência em CC de todos os sistemas fotovoltaicos do quartel (em kW).

3.3.3.4 Bancos de baterias utilizados

A capacidade dos bancos de baterias escolhidos levou em consideração a profundidade de descarga (DOD, do inglês *Depth of Discharge*) adotada e a eficiência de conversão CC-CC do inversor, para que a capacidade de descarga dos bancos de baterias seja igual à requerida no cenário (Equação 13).

$$B_{desejada} = \frac{B_{cenário}}{DOD * \eta_{inversor}} \quad (13)$$

No qual:

- $B_{desejada}$ é a capacidade de armazenamento modelada para o sistema (em kWh);
- $B_{cenário}$ é a capacidade de armazenamento requerida no cenário considerado (em kWh);
- DOD é a profundidade de descarga considerada (em %); e
- $\eta_{inversor}$ é a eficiência de conversão CC-CC do inversor (em %).

Os bancos de baterias escolhidos seguiram critérios de adequabilidade das diversas capacidades de armazenamento exigidas nos cenários para um mesmo modelo, a fim de permitir análise mais normalizada. Para os sistemas mc-Si CA e CdTe CA, foram utilizados sistemas de armazenamento da *TESVOLT*, com módulos de baterias compostos de baterias prismáticas da *Samsung* de íons de Lítio de Níquel, Manganês e Cobalto (NMC). Para os

sistemas mc-Si CC e CdTe CC, foram selecionadas bancos de baterias da *BYD* de íons de Fosfato de Ferro e Lítio (LFP) de alta tensão. As diferenças entre as capacidades de armazenamento absolutas (em kWh) e relativas (em kWh/kWp) foram calculadas de forma a tornar a análise mais uniforme. As especificações dos sistemas escolhidos e todos os dados utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 19. Os datasheets encontram-se no Anexo C.

Tabela 19. Bancos de baterias utilizados nas simulações

		Acoplamento CA		Acoplamento CC					
Modelo do sistema		Tesvolt TS HV-70		BYD HVM					
Célula		Samsung Li-NMC		BYD Li-LFP					
Capacidade da célula¹		94 Ah		54 Ah					
Capacidade do módulo¹		4,5 kWh		2,76 kWh					
Módulos por sistema¹		14	16	3	4	5	6	7	8
Capacidade (kWh)¹		67	76	8,3	11,0	13,8	16,6	19,3	22,1
Tensão do banco (V)¹		700		153	204	256	307	358	409
Eficiência da célula¹		98%		96%					
Perdas carga e descarga¹		0 W		0 W					
Perdas modo ocioso¹		5W		0 W					
Ciclo de vida da bateria²		String com 25 valores		String com 172 valores					
Modelo eletroquímico de tensão da célula	Tensão do banco¹	Customizado		Customizado					
	Tensão nominal da célula²	3,6 Vcc		3,6 Vcc					
	Resistência interna²	0,001155 ohm		0,002 ohm					
	C-rate curva de descarga²	0,2		0,2					
	Tensão célula carregada²	4,2 V		4,1 V					
	Tensão zona exponencial²	3,53 V		4,05 V					
	Tensão da zona nominal²	3,342 V		3,4 V					
	Carga removida no ponto exponencial²	80,75%		1,777778%					
	Carga removida no ponto nominal²	97,6875%		88,8889%					
Comportamento térmico da bateria	Calor específico (Cp)²	1.500 J/KgK		1.500 J/KgK					
	Coeficiente h de transferência de calor²	7,5 W/m²K		7,5 W/m²K					
	Temperatura³	Customizado		Customizado					
	Energia esp./ massa²	101 Wh/kg		70 Wh/kg					
	Energia esp./ volume²	70 Wh/L		82 Wh/L					
	Comportamento térmico da célula²	Temp.	Capacidade	Temp.		Capacidade			
		0°C	80,2%	-20°C		72,3%			
		23°C	100%	-10°C		81,8%			
		30°C	103,1%	0°C		88,8%			
		45°C	105,4%	10°C		93%			
		-	-	23°C		96,7%			
		-	-	45°C		101%			
		-	-	60°C		101%			

Fonte: ¹ (BYD, 2019; SAMSUNG, 2015, 2020; TESVOLT, 2020). ² Valores *default* do SAM (SAM, 2021). ³ Conforme arquivos climáticos utilizados nas simulações dos sistemas fotovoltaicos

Nas simulações com acoplamento CC, os bancos de baterias foram agrupados em série e/ou paralelo para atingir as capacidades de armazenamento líquida requerida em cada cenário, respeitando o limite estabelecido pelo fabricante de até 3 bancos de baterias em série por inversor. Não foram consideradas reposições nem calendário de degradação das baterias, uma vez que a análise feita neste trabalho se refere apenas aos dados do primeiro ano de funcionamento do sistema.

3.3.3.5 Estratégias de despacho

Considerou-se os valores de estados de carga *default* do SAM no processo de carga e descarga dos bancos de baterias utilizados: estado de carga mínimo (SOC_{min}) de 15%, estado de carga máximo (SOC_{max}) de 95% (ou seja, DOD de 80%); e estado de carga inicial de 50%. O tempo mínimo no estado de carga considerado foi de 10 minutos.

Os sistemas de armazenamento foram configurados para serem carregados apenas pelos sistemas fotovoltaicos, excluindo a possibilidade de importação de energia da rede para esse fim. O controle do despacho de energia selecionado foi o manual, com os percentuais de capacidade de descarga⁵² variando de acordo com os cenários considerados. Considerou-se o despacho ocorrendo linearmente ao longo do período considerado em cada cenário, respeitando o DOD de 80%. As estratégias de despacho adotadas para cada cenário e a forma como foram configuradas no SAM são apresentadas na Figura 51.

No Cenário Ponta, permitiu-se o despacho de energia apenas nos dias de semana (segunda a sexta-feira) e foram considerados dois períodos (Figura 51a):

- *Período 1*: 21 horas sem descarga e com os sistemas de armazenamento podendo ser carregada pelos sistemas fotovoltaicos (o que acontece apenas no horário solar); e
- *Período 2*: 3 horas estabelecidas pela distribuidora como horário de ponta com os sistemas de armazenamento podendo descarregar com percentual de despacho horário de 33%. A configuração do SAM só permite horas inteiras e, por isso, alterou-se o período de ponta considerado para o Quartel C2: das

⁵² O percentual permitido de descarga no SAM é o percentual da capacidade de armazenamento disponível em um dado intervalo de tempo, no caso, em intervalos horários. Por exemplo, se o período abranger as cinco horas consecutivas entre 15h e 20h, a capacidade de descarga é 20% e os limites de carga são 15% e 95%, uma simulação horária permite que 20% da carga da bateria mantêm-se no início da hora das 15h para ser descarregada ao longo de uma hora. Para a hora das 16h, 20% da carga ao final da hora das 15h estariam disponíveis e assim por diante até o final do período.

17:30h às 20:29h (Energisa MS) para das 18:00h às 20:59h. Nos outros dois quartéis, manteve-se os horários estabelecidos pelas distribuidoras.

Figura 51. Estratégias de despacho para os cenários de armazenamento

(a) Cenário Ponta

Manual Dispatch

	Charge from system	Charge from grid		Discharge	
		Allow	% capacity	Allow	% capacity
Period 1:	☒	☐	25	☐	25
Period 2:	☐	☐	25	☒	33
Period 3:	☐	☐	25	☐	25
Period 4:	☐	☐	25	☐	25
Period 5:	☐	☐	25	☐	25
Period 6:	☐	☐	25	☐	25

To enable manual dispatch, choose the Manual Dispatch option above. For each enabled charge or discharge period the "% capacity" is the percentage of available capacity in a given time step.

Use the Copy Schedules button to overwrite the weekday and weekend schedules with schedules from either 1) energy charge schedules from the Electricity Rates page for behind-the-meter applications, or 2) TOD PPA price multipliers on the Revenue or Financial Parameters page for front-of-meter applications.

Copy Schedules from TOU/TOD Schedules

Weekday		Weekend	
	12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm		12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm
Jan	1 1	Jan	1 1
Feb	1 1	Feb	1 1
Mar	1 1	Mar	1 1
Apr	1 1	Apr	1 1
May	1 1	May	1 1
Jun	1 1	Jun	1 1
Jul	1 1	Jul	1 1
Aug	1 1	Aug	1 1
Sep	1 1	Sep	1 1
Oct	1 1	Oct	1 1
Nov	1 1	Nov	1 1
Dec	1 1	Dec	1 1

(b) Cenário Noite

Manual Dispatch

	Charge from system	Charge from grid		Discharge	
		Allow	% capacity	Allow	% capacity
Period 1:	☒	☐	25	☐	25
Period 2:	☐	☐	25	☒	8
Period 3:	☐	☐	25	☐	25
Period 4:	☐	☐	25	☐	25
Period 5:	☐	☐	25	☐	25
Period 6:	☐	☐	25	☐	25

To enable manual dispatch, choose the Manual Dispatch option above. For each enabled charge or discharge period the "% capacity" is the percentage of available capacity in a given time step.

Use the Copy Schedules button to overwrite the weekday and weekend schedules with schedules from either 1) energy charge schedules from the Electricity Rates page for behind-the-meter applications, or 2) TOD PPA price multipliers on the Revenue or Financial Parameters page for front-of-meter applications.

Copy Schedules from TOU/TOD Schedules

Weekday		Weekend	
	12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm		12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm
Jan	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Jan	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Feb	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Feb	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Mar	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Mar	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Apr	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Apr	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
May	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	May	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Jun	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Jun	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Jul	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Jul	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Aug	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Aug	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Sep	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Sep	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Oct	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Oct	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Nov	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Nov	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2
Dec	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2	Dec	2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 2 2 2 2 2 2

(c) Cenário Dia

Manual Dispatch

	Charge from system	Charge from grid		Discharge	
		Allow	% capacity	Allow	% capacity
Period 1:	☒	☐	25	☐	25
Period 2:	☐	☐	25	☒	4
Period 3:	☐	☐	25	☐	25
Period 4:	☐	☐	25	☐	25
Period 5:	☐	☐	25	☐	25
Period 6:	☐	☐	25	☐	25

To enable manual dispatch, choose the Manual Dispatch option above. For each enabled charge or discharge period the "% capacity" is the percentage of available capacity in a given time step.

Use the Copy Schedules button to overwrite the weekday and weekend schedules with schedules from either 1) energy charge schedules from the Electricity Rates page for behind-the-meter applications, or 2) TOD PPA price multipliers on the Revenue or Financial Parameters page for front-of-meter applications.

Copy Schedules from TOU/TOD Schedules

Weekday		Weekend	
	12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm		12am 1am 2am 3am 4am 5am 6am 7am 8am 9am 10am 11am 12pm 1pm 2pm 3pm 4pm 5pm 6pm 7pm 8pm 9pm 10pm 11pm
Jan	1 1	Jan	1 1
Feb	1 1	Feb	1 1
Mar	1 1	Mar	1 1
Apr	1 1	Apr	1 1
May	1 1	May	1 1
Jun	1 1	Jun	1 1
Jul	1 1	Jul	1 1
Aug	1 1	Aug	1 1
Sep	1 1	Sep	1 1
Oct	1 1	Oct	1 1
Nov	1 1	Nov	1 1
Dec	1 1	Dec	1 1

No Cenário Noite, foram considerados dois períodos sem diferença entre dias de semana e dias de fim de semana (Figura 51b):

- *Período 1*: entre 6:00h e 17:59h sem descarga e com os sistemas de armazenamento podendo ser carregado pelos sistemas fotovoltaicos; e
- *Período 2*: entre 18:00h e 5:59h em que os sistemas de armazenamento podem descarregar com percentual de despacho horário de 8%.

No Cenário Dia (Figura 51c), um período único foi configurado com os sistemas de armazenamento podendo ser carregados apenas pelos sistemas fotovoltaicos e com possibilidade de descarga das baterias nas 24 horas do dia (despacho horário de 4%), sem diferença entre finais de semana e dias de semana.

3.4 Análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos foram analisados de acordo com dois parâmetros: o *Yield* (Equação 14), que mede a produtividade do sistema em relação à potência instalada em CC, e o *Performance Ratio* (PR), que leva em consideração as perdas do sistema com irradiação, sombreamento e sujeira (Equação 15):

$$Yield_{sistema-i}(kWh/kW) = \frac{PV_i(kWh)}{Pot_i(kW)} \quad (14)$$

$$PR_{sistema-i}(\%) = \frac{PV_i(kWh)}{I_i * Pot_i(kW)} \quad (15)$$

Em que:

- $Yield_{sistema-i}$ é a produtividade do sistema fotovoltaico i (em kWh/kW);
- $PR_{sistema-i}$ é o *Performance Ratio* do sistema fotovoltaico i (adimensional);
- PV_i é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico i em determinado intervalo de tempo (em kWh). Os valores horários para um ano de geração são provenientes da variável de saída *System Power Generated* do SAM;
- Pot_i é a potência instalada no sistema i (em kW);
- I_i é a irradiação no plano em que o sistema i está instalado (*POA – plane-of-array irradiation*) (em Wh/m²). Os valores horários de irradiação são disponibilizados pelo SAM por meio da variável horária de saída *Subarray POA front total irradiance nominal*.

Considerou-se os valores anuais de PR e *yield* (variáveis de saída do SAM) e, para os *yields*, foram considerados também intervalos mensais e horários (aplicou-se a Equação 14 nos respectivos intervalos de tempo). Os valores de *yield* e PR por quartel foram calculados pela ponderação dos valores dos sistemas de acordo com a potência instalada em corrente contínua (potência dos módulos fotovoltaicos), conforme Equações 16 e 17:

$$Yield_{quartel-i} (kWh/kW) = \frac{\sum_{i=1}^n Yield_{sistema-i} * Pot_i}{\sum_{i=1}^n Pot_i} \quad (16)$$

$$PR_{quartel-i}(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n PR_{sistema-i} * Pot_i}{\sum_{i=1}^n Pot_i} \quad (17)$$

No qual:

- $Yield_{quartel-i}$ é a produtividade ponderada dos sistemas fotovoltaicos do quartel i (em kWh/kW);
- $Yield_{sistema-i}$ é a produtividade do sistema fotovoltaico i (em kWh/kW);
- $PR_{quartel-i}$ é o Performance Ratio ponderado dos sistemas fotovoltaicos do quartel i (adimensional);
- $PR_{sistema-i}$ é o Performance Ratio do sistema fotovoltaico i (adimensional);
- Pot_i é a soma da potência dos módulos fotovoltaicos instalados no sistema i (em kW);
- n é o número de sistemas fotovoltaicos do quartel i.

Esses indicadores foram utilizados para avaliar o impacto de diferentes percentuais de sujeira no desempenho dos sistemas fotovoltaicos (3.4.1), as diferenças de desempenho entre os sistemas dos quartéis e entre quartéis (3.4.2), a influência da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho (3.4.3) e a geração de energia obtida por cada sistema (3.4.4).⁵³

3.4.1 Impacto do percentual de perdas por sujeira

As simulações dos sistemas fotovoltaicos em corrente alternada (mc-Si CA e CdTe CA) consideraram 3 diferentes percentuais mensais de perdas por sujeira (P1, P2 e P3) para cada localidade dos quartéis. Os valores anuais de *yield* e PR por sistema dos quartéis foram analisados, relacionando os percentuais de sujeira adotados em cada simulação e o desempenho obtido. As diferenças dos percentuais de perdas anuais entre P2 e P1

⁵³ No **Apêndice E** foram analisadas as perdas nos sistemas fotovoltaicos decorrentes do acoplamento dos sistemas de armazenamento (entre cenários).

($\Delta Yield_{SistemaP2-P1}$ e $\Delta PR_{SistemaP2-P1}$) e entre P3 e P1 ($\Delta Yield_{SistemaP3-P1}$ e $\Delta PR_{SistemaP3-P1}$) foram relacionadas com as perdas percentuais de desempenho entre os *yields* e PR dos sistemas nas respectivas simulações (Equações 18 a 21), de forma a explicitar as diferenças entre os percentuais de perda considerados e as perdas percentuais de desempenho e qual tecnologia de células fotovoltaicas é mais sensível à mudança nos percentuais de sujeira.

$$\Delta Yield_{SistemaP2-P1} = \frac{Yield_{Sistema-iP2} - Yield_{Sistema-iP1}}{Yield_{Sistema-iP1}} \quad (18)$$

$$\Delta Yield_{SistemaP3-P1} = \frac{Yield_{Sistema-iP3} - Yield_{Sistema-iP1}}{Yield_{Sistema-iP1}} \quad (19)$$

$$\Delta PR_{SistemaP2-P1} = \frac{PR_{Sistema-iP2} - PR_{Sistema-iP1}}{PR_{Sistema-iP1}} \quad (20)$$

$$\Delta PR_{SistemaP3-P1} = \frac{PR_{Sistema-iP3} - PR_{Sistema-iP1}}{PR_{Sistema-iP1}} \quad (21)$$

No qual:

- $Yield_{Sistema-iP1/P2/P3}$ é a produtividade do sistema fotovoltaico i considerando o percentual de perdas por sujeira P1/P2/P3 (em kWh/kW); e
- $PR_{Sistema-iP1/P2/P3}$ é o Performance Ratio do sistema fotovoltaico i considerando o percentual de perdas por sujeira P1/P2/P3 (adimensional).

Os valores mensais dos *yields* dos quartéis ($Yield_{Quartel-i}$) foram calculados para verificar as diferenças de desempenho entre as tecnologias de células dos módulos e o impacto dos percentuais de sujeira nas diferenças de desempenho entre as tecnologias. Calculou-se a diferença relativa entre os *yields* dos sistemas com CdTe e mc-Si ($\Delta Yield_{Quartel-iP1/P2/P3}$) para cada percentual de sujeira adotado (Equação 22).

$$\Delta Yield_{Quartel-iP1/P2/P3} = \frac{Yield_{Quartel-iCdTe} - Yield_{Quartel-iMc-Si}}{Yield_{Quartel-iMc-Si}} \quad (22)$$

No qual:

- $Yield_{Quartel-iCdTe}$ é a produtividade ponderada dos sistemas fotovoltaicos de CdTe do quartel i considerando o percentual de perdas por sujeira P1/P2/P3 (em kWh/kW); e
- $Yield_{Quartel-iMc-Si}$ é a produtividade ponderada dos sistemas fotovoltaicos de mc-Si do quartel i considerando o percentual de perdas por sujeira P1/P2/P3 (em kWh/kW).

Considerando a mesma tecnologia de módulos, verificou-se as perdas percentuais nos *yields* mensais e anuais do quartel, comparando com as diferenças entre os percentuais de

perdas considerados e tomando como referência o percentual de sujeira menor (P1). Ou seja, comparou-se os *yields* mensais por tecnologia de células fotovoltaicas de P2 em relação a P1 ($\Delta Yield_{Quartel-iP2-P1}$, conforme equação 23) e de P3 em relação a P1 ($\Delta Yield_{Quartel-iP3-P1}$, conforme equação 24). Considerações relativas à sazonalidade das perdas e a relação disso com a irradiação também foram apresentadas.

$$\Delta Yield_{Quartel-iP2-P1} = \frac{Yield_{Quartel-iP2} - Yield_{Quartel-iP1}}{Yield_{Quartel-iP1}} \quad (23)$$

$$\Delta Yield_{Quartel-iP3-P1} = \frac{Yield_{Quartel-iP3} - Yield_{Quartel-iP1}}{Yield_{Quartel-iP1}} \quad (24)$$

No qual:

- $Yield_{Quartel-iP1/P2/P3}$ é a produtividade ponderada dos sistemas fotovoltaicos do quartel i considerando o percentual de perdas por sujeira P1/P2/P3 (em kWh/kW).

Por fim, comparou-se os impactos dos percentuais de perdas por sujeira considerados em cada tecnologia de células fotovoltaicas nas três localidades. De acordo com esses resultados, foi selecionada apenas um percentual de perdas por sujeira a ser considerado nas demais análises das simulações dos sistemas fotovoltaicos e que serviram de base para as simulações dos sistemas fotovoltaicos acoplados aos sistemas de armazenamento em corrente contínua (sistemas mc-Si CC e CdTe CC).

3.4.2 Desempenho entre os sistemas dos quartéis

Os *yields* e PR de cada sistema dos quartéis foram analisados a fim de verificar a influência dos níveis de irradiação, dos ângulos azimutais e das inclinações das superfícies no desempenho dos sistemas de acordo com os indicadores adotados e a diferença de desempenho entre os sistemas fotovoltaicos simulados utilizando inversores solares (mc-Si CA e CdTe CA) e utilizando inversores híbridos (mc-Si CC e CdTe CC).

Essa análise visou a validação do ranking de superfícies resultante da análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas coberturas das edificações, mostrando se o processo adotado utilizando o Radiasol para avaliação dos níveis de irradiação obteve resultados compatíveis com os simulados. Foram discutidas as diferenças no desempenho entre os inversores híbridos e convencionais.

Os valores anuais dos *yields* dos três quartéis ($\text{Yield}_{\text{quartel-i}}$) foram comparados para cada tecnologia, apontando qual tecnologia de módulos é mais apropriada para cada local. A fim de mitigar possíveis erros decorrentes da ponderação dos indicadores pela potência dos módulos, os indicadores dos sistemas fotovoltaicos com inversores convencionais que resultaram em melhor desempenho em cada quartel foram comparados, apontando as diferenças de desempenho entre os módulos fotovoltaicos de acordo com os climas.

3.4.3 Impacto da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas

Investigou-se o impacto da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Para isso, selecionaram-se os sistemas fotovoltaicos que apresentaram o maior *yield* anual para cada quartel e para cada tecnologia de módulo. O SAM disponibiliza dados horários da temperatura das células do arranjo no horário em que há geração fotovoltaica por meio da variável *Subarray Cell Temperature* (nos horários sem geração, o SAM considera temperatura nula). Foram analisadas as temperaturas das células fotovoltaica e os *yields* horários em dois dias específicos do ano:

- *Dia 1*: dia com alta irradiação e temperatura média alta;
- *Dia 2*: dia com níveis de irradiação próximos à média anual e temperatura amena.

Os dias foram selecionados com base nos níveis médios diários de Irradiação Global Horizontal (GHI) e da temperatura de bulbo seco, obtidos pelos dados horários do arquivo climático utilizado para cada localidade. De acordo com o ranking dos maiores para os menores valores de GHI, selecionaram-se dois dias para a análise. Para a escolha do *Dia 1*, selecionaram-se os cinco dias com os maiores níveis médios de irradiação solar e escolheu-se aquele que apresentou a maior média de temperatura. Para a escolha do *Dia 2*, selecionaram-se os cinco dias com os níveis médios de irradiação solar próximo à irradiação média anual e escolheu-se aquele que apresentou a menor média de temperatura.

3.4.4 Geração de energia pelos sistemas

A geração anual e mensal de energia pelos sistemas fotovoltaicos modelados para cada configuração (mc-Si CA, mc-Si CC, CdTe CA e CdTe CC) com os percentuais de sujeira P2 foi analisada. Identificaram-se os sistemas que apresentaram as maiores contribuições para a

geração do quartel e também se houve ou não excedente de energia além da energia consumida em cada mês e considerando no ano.

3.5 Análise do desempenho dos sistemas de armazenamento

Como a estratégia deste trabalho foi usar o sistema fotovoltaico com armazenamento para reduzir a dependência dos quartéis da rede elétrica externa, foram escolhidos dois parâmetros para medir quanto o quartel se tornou autossuficiente nos diferentes cenários analisados: a Taxa de Autoconsumo (TC) e a Taxa de Autossuficiência (TS) (FREITAS *et al.*, 2018; LUTHANDER *et al.*, 2015). Esses parâmetros avaliam a compatibilidade com a carga (*Load Matching factors*) e são calculados apenas a partir dos perfis de carga e geração.

A Taxa de Autoconsumo (TC) mede a relação entre a quantidade de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos do quartel que é consumida localmente (não exportada) e a geração total (Equações 25 e 26). A Taxa de Autossuficiência (TS) mede quantidade da energia consumida que é suprida pela geração fotovoltaica em determinado intervalo de tempo, conforme Equações 27 e 28.

$$TC(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n PV_i - PV_{exp}}{\sum_{i=1}^n PV_i} \quad (\text{acoplamento CA – armazenamento centralizado}) \quad (25)$$

$$TC(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n (PV_i - PV_{exp-i})}{\sum_{i=1}^n PV_i} \quad (\text{acoplamento CC – armazenamento descentralizado}) \quad (26)$$

$$TS(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n PV_i - P_{exp}}{C} \quad (\text{acoplamento CA – armazenamento centralizado}) \quad (27)$$

$$TS(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n (PV_i - PV_{exp-i})}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (\text{acoplamento CC – armazenamento descentralizado}) \quad (28)$$

Em que:

- PV_i é a geração dos sistemas fotovoltaicos do sistema fotovoltaico i (em kWh). Nesse trabalho, para os sistemas mc-Si CC e CdTe CC, é a energia gerada sem armazenamento ou redução obtida no SAM pela variável de saída *Energy produced without the battery or curtailment (kW)* para as primeiras 8.760 horas, ou seja, no primeiro ano de operação. Para os sistemas mc-Si CA e CdTe CA, é a energia gerada pelo sistema, obtida no SAM pela variável de saída *System Power Generated (kW)*;
- PV_{exp-i} é a energia gerada no sistema fotovoltaico i com acoplamento em corrente contínua que é exportada para a rede da distribuidora (em kWh). Nesse trabalho, foi

obtida no SAM pela variável de saída *Electricity to grid from system (kW)* para as primeiras 8.760 horas, ou seja, primeiro ano de operação;

- PV_{exp} é a energia geradas por todos os sistemas fotovoltaicos do quartel com acoplamento em corrente alternada que é exportada para a rede da distribuidora (em kWh). Nesse trabalho, foi obtida no SAM pela variável de saída *Electricity to grid from system (kW)* para as primeiras 8.760 horas, ou seja, primeiro ano de operação;
- C é o consumo do quartel, obtido pela memória de massa da distribuidora;
- C_i é o consumo considerado nas simulações dos sistemas descentralizados (3.3.3.2);
- n é o número de sistemas renováveis simulados no quartel.

Os valores de TS e TC foram comparados por quartel de acordo com o tipo de acoplamento adotado, a fim de pontuar qual forma de acoplamento resulta em maiores valores de TS e TC para cada cenário, e por cenário, mostrando o impacto da capacidade de armazenamento e da estratégia de despacho adotada

As análises dos valores de TS e TC consideraram intervalos de tempo anuais, mensais e diários. Anualmente, para mitigar problemas sazonais relativos à geração fotovoltaica. Mensalmente, analisando como os diferentes níveis de irradiação e os consumos influenciam o desempenho de armazenamento acoplado aos sistemas fotovoltaicos do quartel. Histogramas com os valores diários e a frequência da ocorrência de cada faixa de valor foram elaborados para comparar o efeito do acoplamento dos sistemas de armazenamento.

Os valores mensais e anuais da TS e da TC foram relacionados em seus diagramas de compatibilidade energética na capacidade e no tempo e sua classificação de energia zero de acordo com o proposto por LUTHANDER *et al.* (2019). Avaliou-se o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento nos diferentes cenários. O balanço energético adotado neste trabalho, detalhado em 3.6, entretanto, não utilizou a definição proposta por LUTHANDER *et al.* (2019) pois ela não contabiliza as interações dos sistemas renováveis dos quartéis com a rede (energia importada e exportada).

Afunilando a análise diária e o impacto de diferentes curvas de geração e consumo nos indicadores, também foram calculados os valores de TS e TC e foram plotados os fluxos de energia em dias específicos para analisar o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento. Para a plotagem do fluxo de energia diário considerou-se a energia consumida (C ou C_i), que é variável de entrada nas simulações, e os primeiros 8.760 valores horários das seguintes variáveis de saída, todas do SAM 2020.11.29:

- Energia gerada nos sistemas fotovoltaicos: variável de saída *Energy produced without the battery or curtailment (kW)* para sistemas com acoplamento CC (PV_i) ou da variável *System Power Generated (kW)* para os sistemas com acoplamento CA (PV);
- Energia importada da rede para a carga: variável de saída *Electricity to load from grid* (PV_{imp} e PV_{imp-i});
- Energia exportada do sistema para a rede: variável de saída *Electricity to grid from system* (PV_{exp} e PV_{exp-i});
- Energia gerada nos sistemas fotovoltaicos utilizada para carregar as bateria: variável de saída *Electricity to battery from system* (PV_{bat} e PV_{bat-i});
- Energia despachada das baterias para a carga: variável de saída *Electricity to load from battery* (B_{carga} e B_{carga-i});
- Energia dos sistemas fotovoltaicos utilizada para consumo local: variável de saída *Electricity to load from system*;
- Estado de carga (SOC): variável de saída *Battery state of charge (%)*.⁵⁴

Comparou-se o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento ao fluxo de energia nos dias que serviram de base para os cenários com armazenamento. Os fluxos de energia no Cenário Base foram comparados com os fluxos dos cenários em cada um dos três nos dias cujo consumo foi usado como referência para o dimensionamento da capacidade total dos sistemas de armazenamento (Cenário Base *versus* Cenário Ponta no dia base do Cenário Ponta, Cenário Base *versus* Cenário Noite no dia base do Cenário Noite e Cenário Base *versus* Cenário Dia no dia base do Cenário Dia). A TS, a TC e o fluxo de energia dos dias com maiores e menores gerações de energia também foi analisado.⁵⁵

3.6 Balanço energético

Diagramas de Sankey com os totais anuais de E_{imp}, PV_{exp}, PV_{carga}, PV_{bat} e B_{carga} (fluxos de energia) foram elaborados para cada sistema e cenário. Gráficos com os valores mensais

⁵⁴ Os valores do SOC para os sistemas com mc-Si CA e CdTe CA são iguais aos das saídas do SAM, mas para os sistemas mc-Si CC e CdTe CC, os valores de cada sistema foram ponderados pela potência instalada em CC.

⁵⁵ No **Apêndice F** é apresentada uma análise das perdas resultantes dos sistemas de armazenamento de acordo com os cenários e com os tipos de acoplamento.

dessas quantidades de energia também foram apresentados, tendo como parcelas positivas a energia que atende à carga e que somadas equivalem ao consumo mensal do quartel (E_{imp} – referente à rede externa –, PV_{carga} – referente ao sistema fotovoltaico – e B_{carga} – referente ao sistema de armazenamento). Como parcelas negativas, contabilizou-se a geração fotovoltaica que não atende à carga diretamente (PV_{exp} e PV_{bat}).

O cálculo do balanço energético considerou as interações do prosumidor com a rede: a quantidade de energia importada da rede para atender a carga (E_{imp}) e a energia gerada nos sistemas fotovoltaicos exportada para a rede da distribuidora (PV_{exp}). Os balanços energéticos mensais e anuais foram calculados considerando a utilização da PV_{exp} para compensação da E_{imp} para mc-Si CA, CdTe CA, mc-Si CC e CdTe CC nos 4 cenários (Base, Ponta, Noite e Dia).

Foi estabelecido o Fator de Compensação de Créditos (FCC), que se refere à proporção da PV_{exp} que pode ser utilizada para a compensação da energia. Em outros termos, o FCC fornece o percentual da energia exportada que é aproveitado na compensação da energia importada (ou seja, a energia compensável). O FCC varia de acordo com as regulamentações locais a respeito da compensação de energia. Quando é igual a 1, toda a energia exportada pode ser utilizada para compensação (100% de compensação). Se estiver entre 0 e 1, há depreciação da energia exportada para a compensação (mais de 1 kWh deve ser exportado para cada 1 kWh importado)⁵⁶. Se for superior a 1, há valorização da injeção de energia na rede (1 kWh exportado compensa mais que 1 kWh importado)⁵⁷.

Neste trabalho, foram considerados três valores para FCC: 1 (toda a energia exportada é utilizada para a compensação); 0,6 (perdas de 40% na energia exportada para compensação); e 0,3 (perdas de 70% na energia exportada para compensação). Dessa forma, a energia exportada compensável ($E_{exp-comp}$) pode ser expressa conforme Equação 29:

$$E_{exp-comp} = FCC * PV_{exp} \quad (29)$$

Em que:

- $E_{exp-comp}$ é a energia exportada compensável (em kWh ou MWh);
- FCC é Fator de Compensação de Créditos (adimensional);

⁵⁶ Nessas condições, os cenários da atualização da Resolução Normativa Nº 482 são contemplados. O FCC=1 significa a “Alternativa 0”, ou seja, mantendo o sistema de compensação atual. Quanto menor o FCC, mais próximo à “Alternativa 5” o cenário fica (como depende da tarifa de energia elétrica adotada em cada local, o pior caso pode resultar em perdas de até 70% da energia exportada, ou seja, FCC=0,3).

⁵⁷ Atende a locais em que são adotadas tarifas *feed-in*.

- PV_{exp} é a energia exportada por todos os sistemas fotovoltaicos do quartel para a rede (em kWh ou MWh).

Além do FCC, considerou-se também o Fator Tarifário (FT), necessário à diferenciação entre as parcelas compensáveis de energia nos períodos do dia com diferenças tarifárias. Esse fator aumenta ou reduz a quantidade de energia necessária para a compensação da energia importada da rede em determinado período de acordo com as regulamentações locais e as tarifas de energia consideradas em cada período (Equação 30).

$$E_{comp-período} = FT * E_{imp-período} \quad (30)$$

Em que:

- $E_{imp-período}$ é a energia importada no período (em kWh ou MWh);
- FT é Fator Tarifário (adimensional); e
- $E_{comp-período}$ é a energia necessária para compensar completamente a energia importada no período (em kWh ou MWh).

Como os quartéis em estudo possuem enquadramento tarifário na Tarifa Verde, há dois postos tarifários com diferença nas tarifas consideradas: ponta e fora ponta. Conforme a Resolução 482/2012 da ANEEL, a compensação de energia em horário com posto tarifário diferente precisa considerar a diferença entre as tarifas de energia (TE) dos dois postos tarifários (ANEEL, 2012b). Dessa forma, este trabalho considerou o FT como a razão entre a TE_{ponta} (tarifa de energia no horário de ponta) e a $TE_{foraponta}$ (tarifa de energia fora do horário de ponta), que normalmente é 1,7. Assim, a energia necessária para compensar toda a energia importada pode ser descrita conforme a Equação 31:

$$E_{comp} = E_{imp-foraponta} + FT * E_{imp-ponta} \quad (31)$$

Em que:

- E_{comp} é a energia necessária para compensar completamente a energia importada pelo quartel durante todo o dia (em kWh ou MWh).
- $E_{imp-foraponta}$ é a energia importada fora do período de ponta (em kWh ou MWh);
- $E_{imp-ponta}$ é a energia importada no período de ponta (em kWh ou MWh); e
- FT é Fator Tarifário (adimensional).

Como visto, o horário de ponta para cada quartel é um período de três horas que diferem de acordo com as distribuidora de energia (Tabela 12). Para os três quartéis, o horário

de ponta ocorre fora do período solar, quando não há mais geração fotovoltaica. O período fora ponta, portanto, contempla horas de geração solar (horário solar) e o período noturno fora ponta. A quantidade de energia importada no horário solar foi subdividida em duas parcelas que correspondem a esses períodos do dia: $E_{imp-solar}$ (relativa à energia importada no horário solar) e $E_{imp-noturnoFP}$ (relativa à energia importada no horário noturno fora ponta). Dessa forma, a compensação completa de toda a energia importada (E_{comp}) em determinado dia, mês ou ano pode ser descrita conforme a Equação 32:

$$E_{comp} = E_{imp-solar} + E_{imp-noturnoFP} + FT * E_{imp-ponta} \quad (32)$$

O processo de compensação de energia conduzido neste trabalho e os balanços energéticos resultantes são representados no fluxograma da Figura 52. Neste trabalho, primeiro foi feita a compensação da energia importada no horário solar. Em segundo lugar, compensou-se a energia importada no horário noturno fora ponta e, por último, a energia importada no horário ponta. Quando a energia exportada compensável não foi capaz de compensar completamente a energia importada em algum dos horários ou em todos, houve compensação parcial. A energia importada não compensada em cada período foi definida como $E_{imp-ncomp-solar}$ (horário solar), $E_{imp-ncomp-noturnoFP}$ (horário noturno fora ponta) e $E_{imp-ncomp-ponta}$ (horário de ponta).

Após o processo de compensação (parcial ou total) da energia importada em cada período do dia, o balanço energético mensal foi calculado conforme a Equação 33.

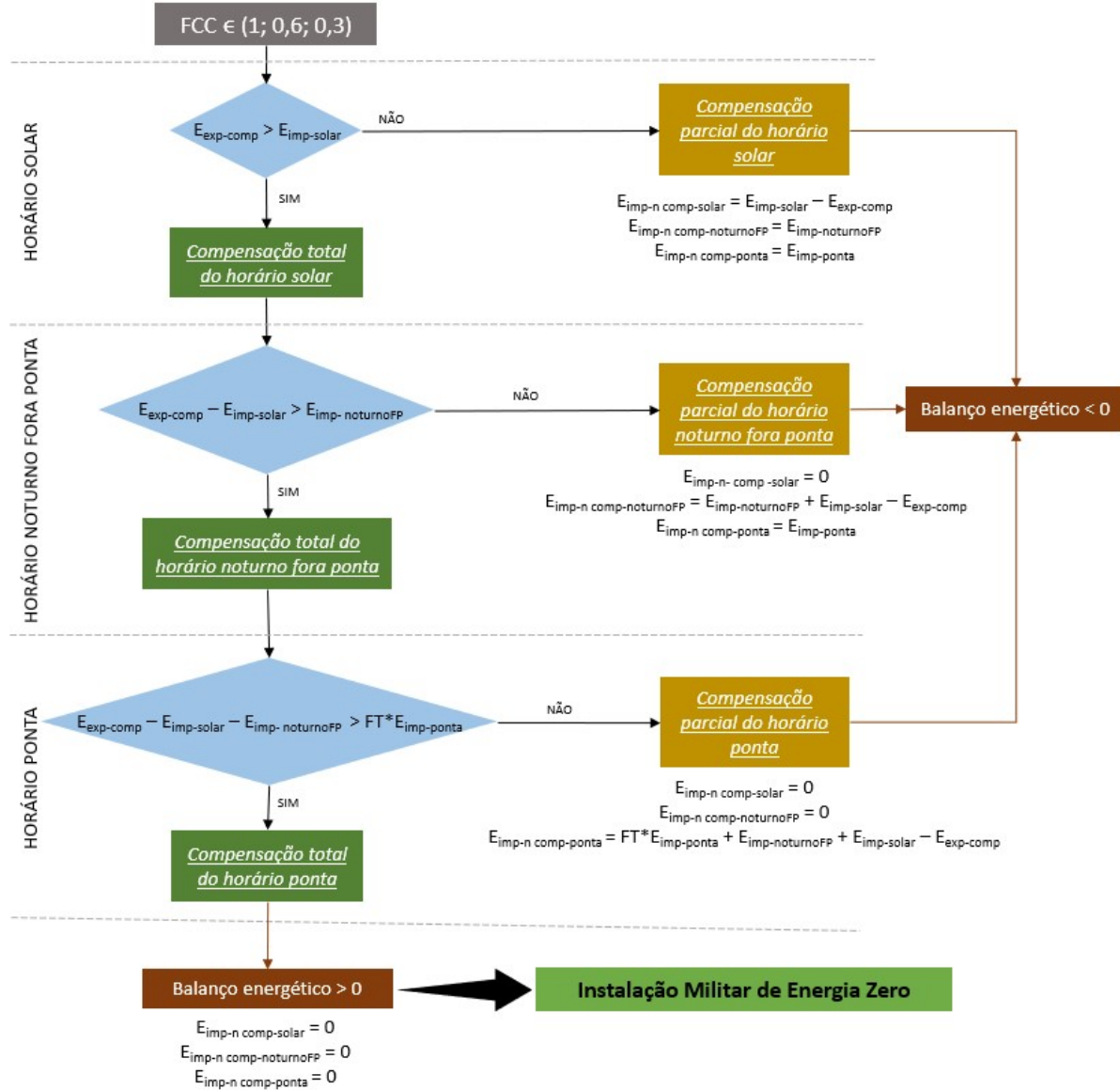
$$Balanço = E_{exp-comp} - E_{imp-solar} - E_{imp-noturnoF} - FT * E_{imp-pont} \quad (33)$$

Em cada mês, se houver compensação total nos três períodos considerados (ou seja, se $E_{imp-ncomp-solar} = E_{imp-ncomp-noturnoFP} = E_{imp-ncomp-ponta} = 0$), o resultado é positivo e o quartel pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero. Se, em determinado mês, houver compensação parcial em um ou mais dos períodos considerados, o balanço energético é negativo. A soma dos resultados mensais do balanço resultou no balanço anual.

Por quartel, os resultados do balanço energético para cada sistema, cenário e Fator de Compensação de Créditos (FCC) adotado foram comparados, explicitando as situações em que o balanço energético foi positivo e a instalação militar foi classificada como de energia zero. Finalmente, os resultados obtidos para os balanços energéticos considerando os FCC foram

comparados com os resultados mensais e anuais de balanço proposto por LUTHANDER *et al.* (2019) (TS versus TC).

Figura 52. Fluxograma do processo de compensação de energia elétrica e balanço



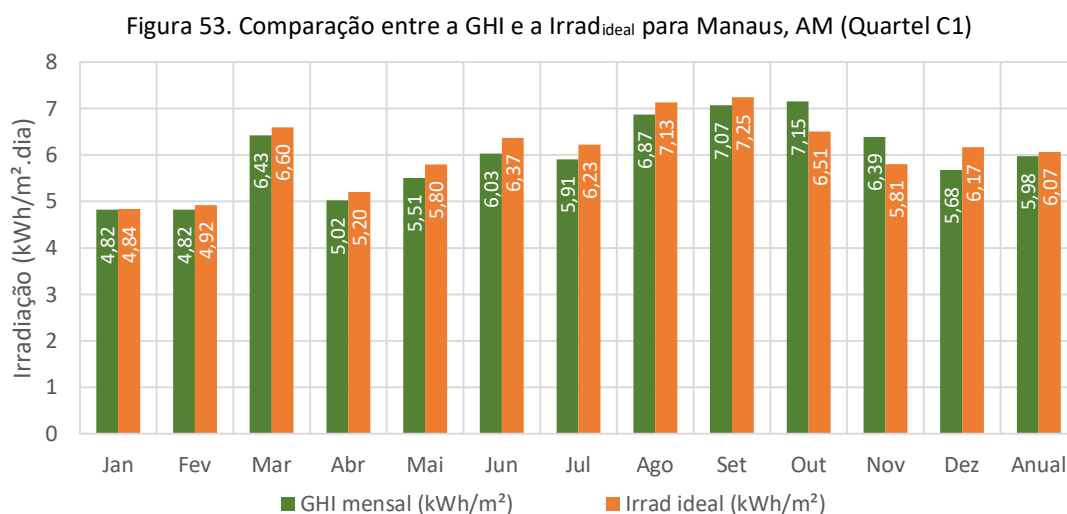
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados da aplicação do método deste trabalho nos estudos de caso caracterizados: a análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas superfícies das coberturas das edificações (4.1); o consumo de eletricidade e o cálculo preliminar dos sistemas fotovoltaicos necessários para suprir o consumo anual (4.2); a modelagem dos sistemas fotovoltaicos (4.3); a modelagem dos sistemas de armazenamento (4.4); a análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos (4.5) e dos sistemas de armazenamento (4.6) e, por fim, o balanço energético (4.7).

4.1 Análise da integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações

Essa subseção apresenta, para cada quartel, a modelagem volumétrica tridimensional simplificada das edificações de acordo com suas posições no Plano Diretor da Organização Militar, com a análise dos níveis de irradiação de cada superfície das coberturas em relação às condições ideais para instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Na Figura 53 são apresentados os níveis da GHI⁵⁸ (plano horizontal) e os níveis de irradiação na condição ideal ($Irrad_{ideal}$) para o Quartel C1, localizado em Manaus. A condição ideal nessa localização é com módulos inclinados a 3° (igual à latitude) e ângulo azimutal 0° em relação ao Norte.



Fonte: dados de (INMET, 2019b)

⁵⁸ Irradiação Global Horizontal, obtida pelo arquivo climático.

Percebe-se na Figura 53 que o mês de maior GHI foi outubro (7,15 kWh/m²) e janeiro e fevereiro possuem as menores GHI (4,82 kWh/m²). Observa-se pequena variação entre as irradiações no plano horizontal e no plano ideal, justificada pela baixa latitude local. Anualmente, a Irrad_{ideal} foi 1,5% superior à GHI. A maior diferença mensal ocorreu em dezembro (8,6%), mas nos meses de outubro e novembro, a Irrad_{ideal} foi quase 10% inferior à GHI, o que fez a maior Irrad_{ideal} ocorrer em setembro (7,25 kWh/m²).

As edificações do Quartel C1 foram numeradas de 1 a 11 para identificação e possuem juntas superfícies com área total de 3.302 m² disponíveis para integração. De acordo com o ângulo azimutal⁵⁹ e a inclinação de cada superfície, a Irrad_{sup} anual que cada superfície recebe foi obtida utilizando o Radiasol e comparou-se com a Irrad_{ideal} (Tabela 20). As superfícies resultantes do ranking foram nomeadas⁶⁰ e a planta de situação do Quartel C1 com a identificação das edificações e das superfícies encontra-se na Figura 54.

Tabela 20. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C1 (Manaus, AM)

Edificações	Superfície(s)	Área disponível (m ²)	Ângulo azimutal (°)	Quadrante(s)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Dif. Percentual (%)	Critério de exclusão			Ranking	Nomenclatura adotada
								Área < 100 m ²	Sombreamento	Perdas > 5%		
		Irrad _{ideal}	0	N	3	6.067	0,00%	-	-	-	-	-
11	1	38	35	N	5	6.166	1,62%	X				
2	1	312	35	N	10	6.151	1,37%				1	E2-S1
7	1	65	35	N	10	6.151	1,37%	X				
8	1	130	35	N	10	6.151	1,37%		X			
10	1	106	35	N	10	6.151	1,37%				2	E10-S1
9	2	52	305	N	10	6.134	1,09%	X	X			
5	1	189	35	N	15	6.104	0,60%		X			
6	1	246	35	N	15	6.104	0,60%				3	E6-S1
4	1	120	125	L	6	6.096	0,46%				4	E4-S1
11	2	38	215	S	5	6.096	0,46%	X				
3	1	115	125	L	10	6.046	-0,36%				5	E3-S1
9	1	76	125	L	10	6.046	-0,36%	X				
2	2	312	215	S	10	6.013	-0,90%		X			
7	2	65	215	S	10	6.013	-0,90%	X				
8	2	130	215	S	10	6.013	-0,90%				6	E8-S2
10	2	80	215	S	10	6.013	-0,90%	X	X			
5	2	220	215	S	15	5.901	-2,75%				7	E5-S2
6	2	246	215	S	15	5.901	-2,75%				8	E6-S2
1	1	359	35	N	27	5.853	-3,54%				9	E1-S1
1	2	403	215	S	27	5.504	-9,29%			X		

⁵⁹ Como consta no método, Quadrante Norte: 315° ≤ ângulo azimutal ≤ 45°; Quadrante Leste: 45° < ângulo azimutal < 135°; Quadrante Sul: 135° ≤ ângulo azimutal ≤ 225°; e Quadrante Oeste: 225° < ângulo azimutal < 315°.

⁶⁰ Adotou-se a seguinte nomenclatura para a identificação dos sistemas: E(n° da edificação)-S(n° da superfície).

QUARTEL C1

Cidade:

Manaus, AM

Coordenadas geográficas:

-3,09°; -60,05°

Área total para integração:

3.302 m²

Vista aérea (GoogleMaps)



Vista da modelagem em 3D

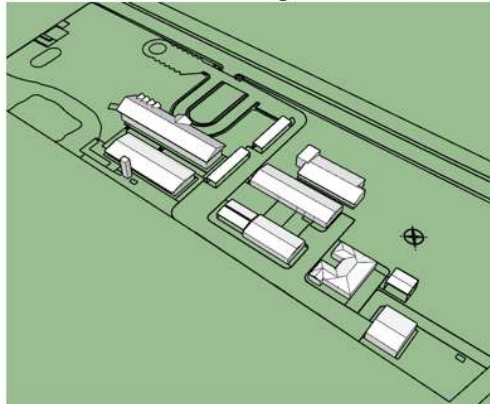
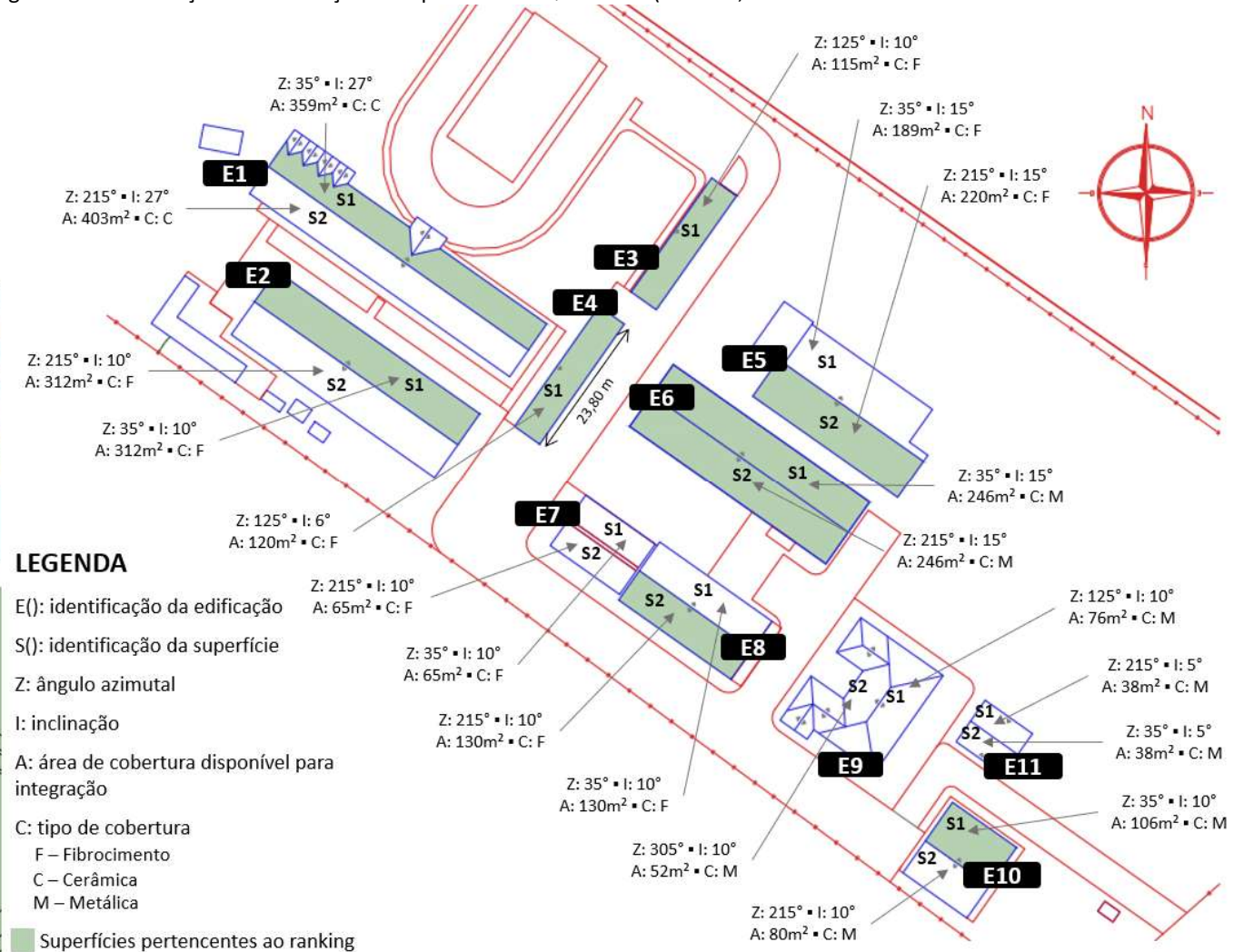
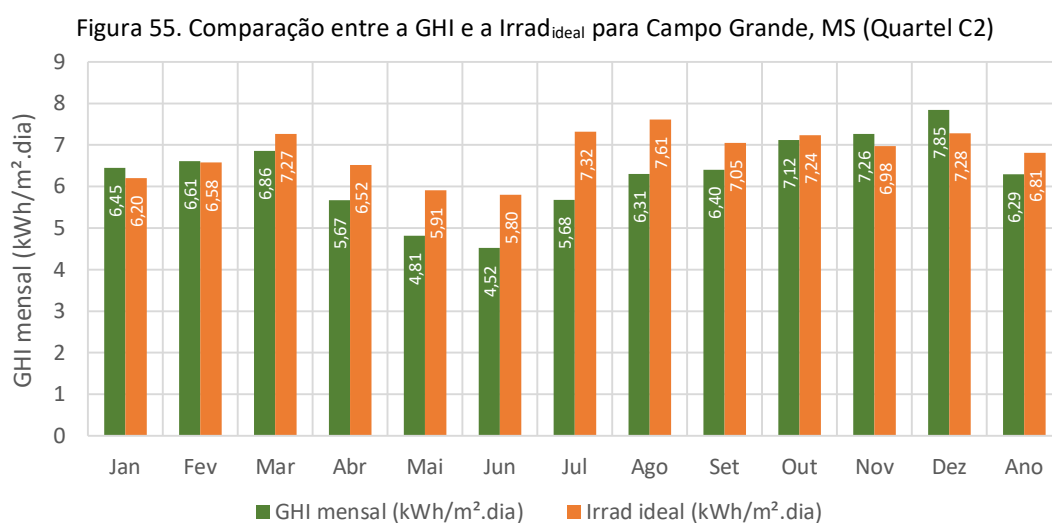


Figura 54. Identificação das edificações e superfícies do Quarteil C1 (Manaus, AM)



Nota-se na Tabela 20 que dez superfícies apresentaram níveis de irradiação superiores à $Irrad_{ideal}$. Dentre essas, oito possuem ângulos azimutais no quadrante norte. As superfícies com ângulos azimutais nos quadrantes leste e sul apresentaram níveis de irradiação superiores ao ideal. Observa-se que a superfície E1-S1 (quadrante norte) apresentou perdas de -3,54% devido à sua elevada inclinação. Dentre as superfícies com diferença percentual negativa em relação à $Irrad_{ideal}$ (6.607 kWh/m^2), o pior percentual (-9,29%) foi da E2-S1 (ângulo azimutal sul com grande inclinação). Dentre as 20 superfícies analisados, um total de 10 foram excluídas por serem sombreadas parcialmente e/ou por possuírem áreas inferiores a 100 m^2 e 1 foi excluída por apresentar perda maior que 5% em relação à $Irrad_{ideal}$ (o detalhamento das superfícies excluídas consta no Apêndice A). Dessa forma, a análise da integração resultou em 9 superfícies com diferença percentual entre a $Irrad_{sup}$ e a da $Irrad_{ideal}$ entre +1,37% a -3,54%, com um total de 1.854 m^2 de área para instalação dos módulos fotovoltaicos, o que equivale a 56,1% da área de cobertura disponível.

No Quartel C2, localizado em Campo Grande, considerou-se a instalação dos módulos inclinados a 20° e com ângulo azimutal nulo para a obtenção da irradiação nas condições ideais. A comparação entre a $Irrad_{ideal}$ e a GHI é apresentada na Figura 55. A $Irrad_{ideal}$ é menor que a GHI nos meses de janeiro e novembro (-4%) e dezembro (-7%). Nos meses de menor irradiação, a $Irrad_{ideal}$ é quase 30% maior que a GHI (em junho e julho). Anualmente, a $Irrad_{ideal}$ de $6,81 \text{ kWh/m}^2$ é superior à GHI em aproximadamente 8%.



Fonte: dados de (INMET, 2019b)

O Quartel C2 possui maior quantidade de edificações e área de cobertura disponível para instalação de sistemas fotovoltaicos. Entre as edificações em que os projetos foram

disponibilizados, 5 não foram modeladas pois suas finalidades inviabilizam a instalação dos sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, foi modelado um total de 25 edificações com 76 superfícies e 25.038 m² de cobertura disponível para integração. A diferença percentual entre a $Irrad_{sup}$ e a $Irrad_{ideal}$ variou de -0,36% a -11,36%, conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C2 (Campo Grande, MS)
(continua)

Edificações	Superfície(s)	Área disponível (m²)	Ângulo azimutal (°)	Quadrante(s)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m²)	Dif. Percentual (%)	Critério de exclusão			Ranking	Nomenclatura adotada
								Sombreamento parcial	Sombreamento total	Perdas > 5%		
Irrad _{ideal}			0	N	20	6.810	0,00%	-	-	-	-	-
13	1	270	0	N	15	6.788	-0,36%				1	E13-S1
25	1	138	0	N	11	6.744	-1,01%				2	E25-S1
13	2	375	0	N	8	6.680	-1,95%				3	E13-S2
1	1	346	315	N	7	6.593	-3,22%				4	E1-S1
2	1	415	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
3	1	335	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
3	3	410	0	N	2	6.525	-4,22%	X			5	E3-S3
4	1	410	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
4	3	410	0	N	2	6.525	-4,22%				6	E4-S3
5	1	236	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
5	3	360	0	N	2	6.525	-4,22%	X			7	E5-S3
6	1	360	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
6	3	236	0	N	2	6.525	-4,22%				8	E6-S3
7	1	386	0	N	2	6.525	-4,22%		X			
7	3	461	0	N	2	6.525	-4,22%	X			9	E7-S3
8	3	536	0	N	2	6.525	-4,22%	X			10	E8-S3
8	1	179	45	N	2	6.505	-4,52%		X			
15	1	392	0	N	1	6.493	-4,69%				11	E15-S1
16	1	392	0	N	1	6.493	-4,69%				12	E16-S1
17	1	392	0	N	1	6.493	-4,69%				13	E17-S1
18	1	392	0	N	1	6.493	-4,69%				14	E18-S1
19	1	518	0	N	1	6.493	-4,69%				15	E19-S1
20	1	392	0	N	1	6.493	-4,69%				16	E20-S1
21	1	518	0	N	1	6.493	-4,69%				17	E21-S1
14	1/2	315	90/270	L/O	2	6.462	-5,15%			X		
12	1/2	238	90/270	O	3	6.460	-5,18%			X		
3/4/5/6/7	6	120	90	L	1	6.459	-5,19%			X		
8	5	176	90	L	1	6.459	-5,19%			X		
8	6	97	270	O	1	6.459	-5,19%			X		
11	1/2	221	90/270	L/O	1	6.459	-5,19%			X		
22, 23	1/2	336	90/270	L/O	1	6.459	-5,19%			X		
3/4/5/6/7	5	220	270	O	2	6.457	-5,22%			X		
8	7	116	90	L	2	6.457	-5,22%			X		
9	1/2	220	90/270	L/O	2	6.457	-5,22%			X		
10	1/2	418	90/270	L/O	2	6.457	-5,22%			X		
24	1/2	662	90/270	L/O	7	6.430	-5,62%			X		
19/21	2	518	180	S	1	6.426	-5,68%			X		

Tabela 21. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C2 (Campo Grande, MS) (fim)

Edificações	Superfície(s)	Área disponível (m ²)	Ângulo azimutal (°)	Quadrante(s)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Dif. Percentual (%)	Critério de exclusão			Ranking	Nomenclatura adotada
								Sombreamento parcial	Sombreamento total	Perdas > 5%		
15/16/17 18/20	2	392	180	S	1	6.426	-5,68%			X		
8	2	188	225	S	2	6.409	-5,93%			X		
2	2	415	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
3	2	335	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
3,4	2/4	410	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
5	2/4	360	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
6	2/4	360	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
7	2/4	386	180	S	2	6.390	-6,20%			X		
8	4	536	180	S	8	6.142	-6,20%			X		
1	2	346	135	S	11	6.004	-8,10%			X		
13	3	375	180	S	2	6.462	-9,84%			X		
25	2	138	180	S	2	6.462	-11,87%			X		

Observa-se na Tabela 21 que há 22 superfícies no Quartel C2 cujo ângulo azimutal é nulo. A maioria das superfícies (67 de 76) possuem cobertura em telhas de fibrocimento com inclinação variando de 1° a 3°, bem abaixo do ângulo da latitude. Por isso, mesmo com ângulo azimutal nulo, nenhuma superfície obteve irradiação maior que a Irrad_{ideal}. As 24 primeiras superfícies em ordem crescente possuem ângulo azimutal no quadrante norte (em 22 das 24 o ângulo azimutal é nulo) e a diferença entre a Irrad_{sup} e a Irrad_{ideal} para essas superfícies foi inferior a 5%. Essas superfícies totalizam 8.859 m² de área de cobertura. As outras 52 superfícies com Irrad_{sup} foram excluídas do ranking.

Além das superfícies excluídas por terem diferenças percentuais superiores a 5%, outras 7 foram excluídas completamente por serem sombreadas, o que resultou em um ranking de 17 superfícies para integração (Tabela 21). Dentre essas, 4 tiveram parte das áreas de cobertura também excluídas por sombreamento. Dentre as edificações modeladas, nenhuma superfície foi excluída por área inferior a 100 m². As superfícies presentes no ranking tiveram diferença percentual entre a Irrad_{sup} e a Irrad_{ideal} variando de -0,36% a -4,69% e um total de 6.538 m² de área de cobertura (26,1% da área de cobertura disponível). A modelagem tridimensional de acordo com o Plano Diretor da Organização Militar e a identificação das edificações e superfícies é apresentada na Figura 56 e o detalhamento das superfícies excluídas da análise é apresentado no Apêndice A.

Figura 56. Identificação das edificações e superfícies do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

QUARTEL C2

Cidade:

Campo Grande, MS

Coordenadas geográficas:

-20,43°; -54,6°

Área total para integração:

25.038 m²

Vista aérea (GoogleMaps)



Vista da modelagem em 3D

**LEGENDA**

E(): identificação da edificação

S(): identificação da superfície

Z: ângulo azimutal

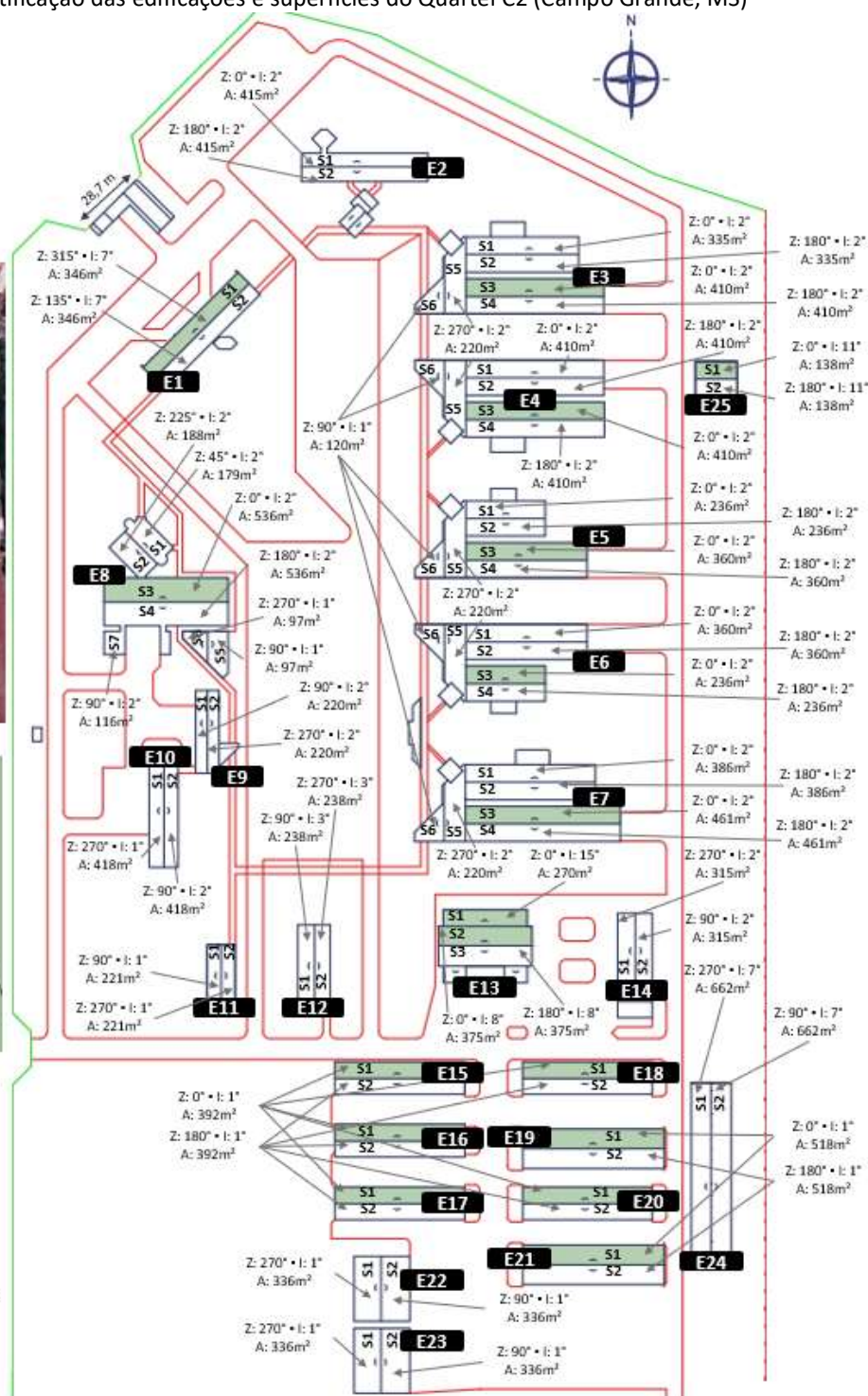
I: inclinação

A: área de cobertura disponível para

integração

As coberturas são de telhas de fibrocimento (E1 a E12 e E25) e de telhas metálicas (E13 a E24).

Superfícies pertencentes ao ranking

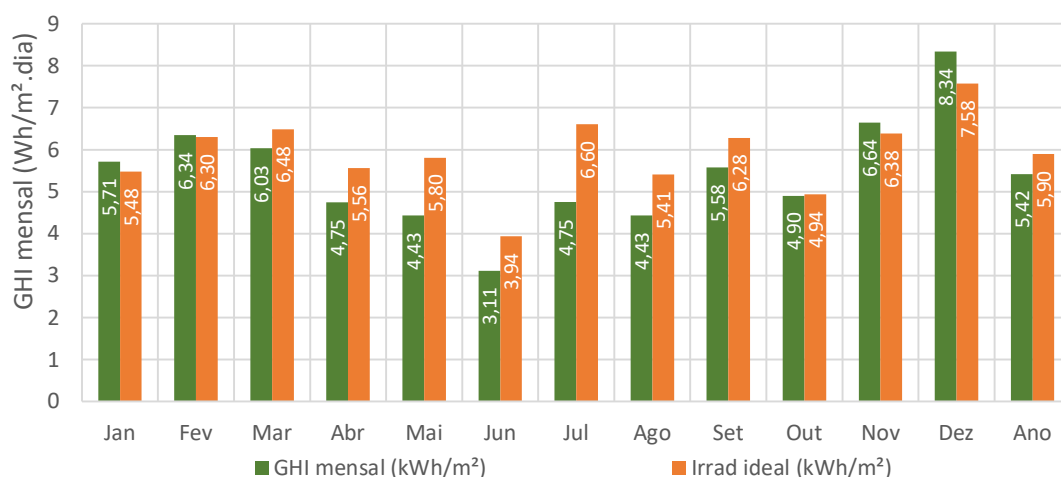


O Quartel C3 está localizado na cidade de Ponta Grossa, PR. Os dados climáticos desta cidade, entretanto, não estão disponíveis, razão pela qual foram utilizados os dados de irradiação da cidade de Castro, PR⁶¹. Nessa localização, a condição ideal para instalação dos sistemas fotovoltaicos é com inclinação de 25° e ângulo azimutal nulo.

⁶¹ Todas as referências ao Quartel C3 nos resultados, portanto, serão feitas considerando Castro, PR.

Na Figura 57 são apresentados os valores de GHI e os valores calculados para a condição ideal ($Irrad_{ideal}$). Como ocorreu nos demais quartéis, há meses em que a condição ideal resulta em irradiação inferior à GHI. No caso de Castro, ocorre em três meses: fevereiro, novembro e dezembro. Nos demais meses, a condição ideal tem maior nível de irradiação, com destaque a julho, quando a diferença chega a quase 40%. Ao considerar o ano, as condições ideais resultam em irradiação 9% maior ($5,90 \text{ kWh/m}^2$).

Figura 57. Comparação entre a GHI e a $Irrad_{ideal}$ para Castro, PR (Quartel C3)



Fonte: dados de (INMET, 2019b)

As principais edificações do Quartel C3 foram modeladas tridimensionalmente de acordo com suas posições no Plano Diretor da Organização Militar, numeradas de 1 a 24 para identificação e suas superfícies foram identificadas. As 24 edificações possuem um total de 136 superfícies (área total de 22.663 m^2), número elevado porque sete edificações (18 a 24) possuem cobertura metálica curva, que foram divididas em subseções de 2 metros para análise da irradiação em cada subseção da superfície. Muitas edificações são idênticas (suas superfícies possuem as mesmas inclinações, mesmos ângulos azimutais e mesma áreas disponíveis para integração). É o caso das edificações 5, 6, 9 e 10; das edificações 15 e 17; das edificações 18 e 19; das edificações 20, 21 e 22; e das edificações 23 e 24.

Os detalhes das superfícies analisadas para a integração dos sistemas fotovoltaicos e as nomenclaturas das 30 superfícies resultantes constam na Tabela 22. Dentre as 136 superfícies, 37 possuem ângulos azimutais no quadrante norte. Quatro superfícies resultaram em irradiação igual à $Irrad_{ideal}$, 10 superfícies tiveram irradiação maior que $Irrad_{ideal}$ e em 33, a $Irrad_{sup}$ foi inferior a $Irrad_{ideal}$, mas com diferença inferior a 5%. As demais, tiveram perdas superiores a 5% e foram excluídas da análise. As piores superfícies para integração foram

aquelas que possuem ângulo azimutal no quadrante sul e inclinações superiores a 30°. Nessas condições, a perda da $Irrad_{sup}$ em relação à $Irrad_{ideal}$ ultrapassa 30%.

Tabela 22. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C3 (Castro, PR) (continua)

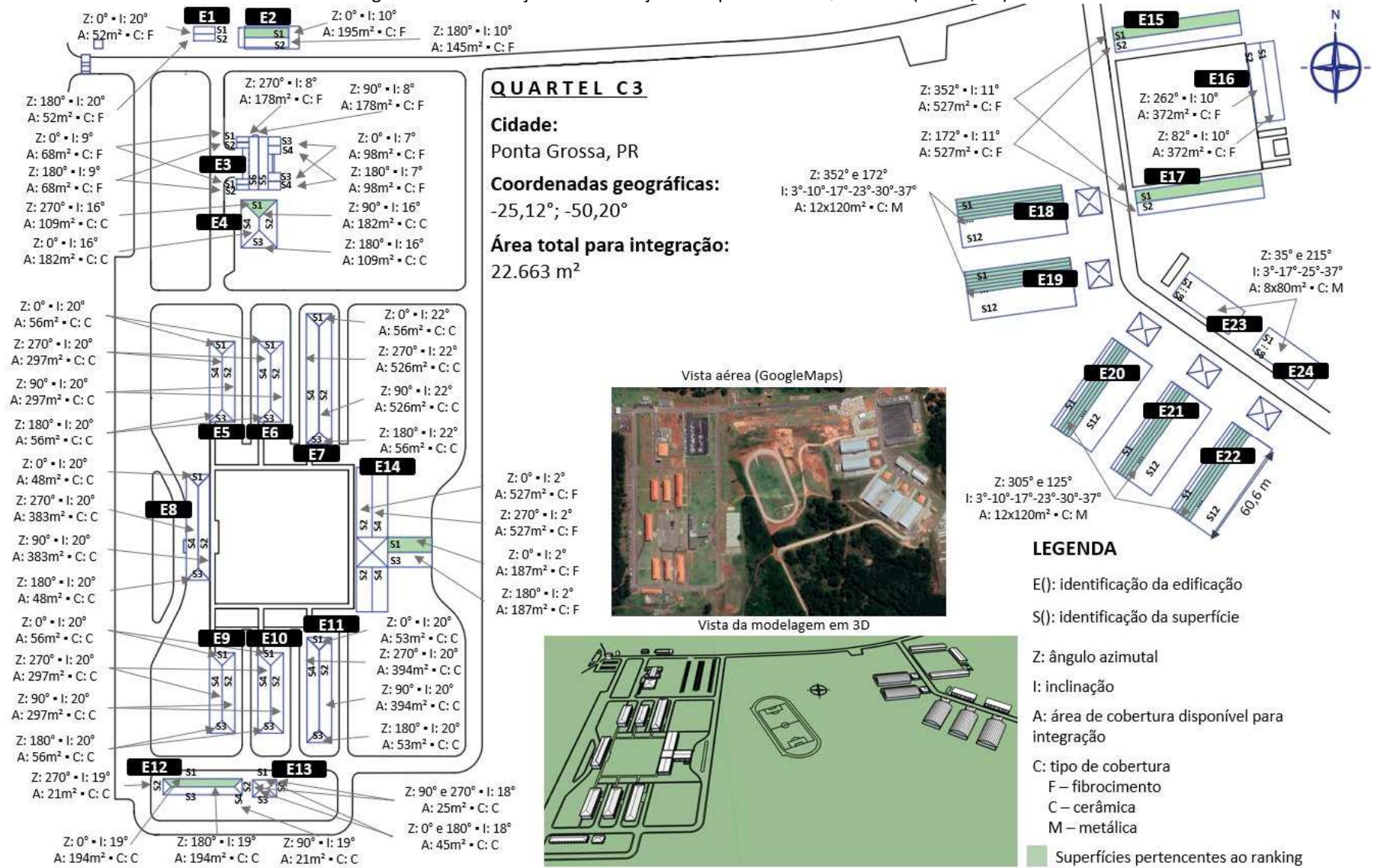
Edificações	Superfície(s)	Área disponível (m ²)	Ângulo azimutal (°)	Quadrante(s)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Dif. Percentual (%)	Critério de exclusão			Ranking	Nomenclatura adotada
								Área < 100 m ²	Sombreamento	Perdas > 5%		
Irrad _{ideal}			0	N	25	5.896	0,00%	-	-	-	-	-
1	1	52,7	0	N	20	5.905	0,15%	X				
5/6/9/10	1	56	0	N	20	5.905	0,15%	X				
8	1	48	0	N	20	5.905	0,15%	X				
11	1	53	0	N	20	5.905	0,15%	X				
7	1	56	0	N	22	5.904	0,13%	X				
12	1	194	0	N	19	5.903	0,12%				1	E12-S1
13	1	44,8	0	N	18	5.899	0,05%	X				
18/19	3	152	352	N	24	5.896	0,00%				2/3	E18/E19-S2
18/19	4	152	352	N	17	5.896	0,00%				4/5	E18/E19-S3
4	1	109	0	N	16	5.888	-0,14%				6	E4-S1
15/17	1	527	352	N	11	5.832	-1,09%				7/8	E15/E17-S1
18/19	2	152	352	N	31	5.824	-1,22%				9/10	E18/E19-S2
18/19	5	152	352	N	10	5.823	-1,24%				11/12	E18/E19-S5
23/24	6	80	35	N	17	5.822	-1,26%	X				
2	1	144,8	0	N	10	5.820	-1,29%				13	E2-S1
3	1	67,8	0	N	9	5.804	-1,56%	X				
23/24	7	80	35	N	25	5.795	-1,72%	X				
3	3	96,7	0	N	7	5.768	-2,17%	X				
20/21/22	4	152	305	O	17	5.717	-3,04%				14/15/ 16	E20/E21/ E22-S4
20/21/22	5	152	305	O	10	5.713	-3,11%				17/18/ 19	E20/E21/ E22-S5
18/19	1	152	352	N	37	5.705	-3,24%				20/21	E18/E19-S1
18/19	6	152	352	N	3	5.684	-3,60%				22/23	E18/E19-S6
23/24	5	80	35	N	3	5.670	-3,84%	X				
20/21/22	3	152	305	O	24	5.664	-3,94%				24/25/ 26	E20/E21/ E22-S3
14	1	187,5	0	N	2	5.654	-4,11%				27	E14-S1
20/21/22	6	152	305	O	3	5.649	-4,19%				28/29 /30	E20/E21/ E22-S6
14	2/4	527,5	90/270	L/O	2	5.599	-5,04%			X		
16	1	372	82	L	10	5.588	-5,23%			X		
23/24	8	80	35	N	37	5.584	-5,29%	X		X		
3	5/6	178	90/270	L/O	8	5.568	-5,57%			X		
20/21/22	7	152	125	L	3	5.552	-5,84%			X		
20/21/22	2	152	305	N	31	5.551	-5,85%			X		
14	3	187,5	180	S	2	5.543	-5,99%			X		
23/24	4	80	215	S	3	5.531	-6,19%	X		X		
18/19	7	152	172	S	3	5.516	-6,45%			X		

Tabela 22. Superfícies de cobertura para integração nas edificações do Quartel C3 (Castro, PR) (conclusão)

Edificações	Superfície(s)	Área disponível (m ²)	Ângulo azimutal (°)	Quadrante(s)	Inclinação (°)	Irrad _{sup} (Wh/m ²)	Dif. Percentual (%)	Critério de exclusão			Ranking	Nomenclatura adotada
								Área < 100 m ²	Sombreamento	Perdas > 5%		
16	2	372	262	S	10	5.510	-6,55%			X		
4	2/4	182,5	90/270	L/O	16	5.472	-7,19%			X		
13	2/4	25	90/270	L/O	18	5.439	-7,75%	X		X		
12	2/4	21	90/270	L/O	19	5.422	-8,04%	X		X		
20/21/22	1	152	305	O	37	5.413	-8,19%			X		
5/6/9/10	2/4	297,5	90	L/O	20	5.403	-8,36%			X		
8	2/4	383	90/270	L/O	20	5.403	-8,36%			X		
11	2/4	394	90/270	L/O	20	5.403	-8,36%			X		
20/21/22	8	152	125	L	10	5.390	-8,58%			X		
3	4	96,7	180	S	7	5.374	-8,86%	X		X		
7	2/4	526	90/270	L/O	22	5.361	-9,08%			X		
3	2	67,8	180	S	9	5.299	-10,13%	X		X		
18/19	8	152	172	S	10	5.267	-10,67%			X		
2	2	144,8	180	S	10	5.260	-10,79%			X		
15/17	2	527	172	S	11	5.222	-11,43%			X		
20/21/22	9	152	125	L	17	5.185	-12,06%			X		
23/24	3	80	215	S	17	5.057	-14,23%	X		X		
4	3	109	180	S	16	5.000	-15,20%			X		
18/19	9	152	172	S	17	4.963	-15,83%			X		
20/21/22	10	152	125	L	24	4.934	-16,32%			X		
13	3	44,8	180	S	18	4.906	-16,79%	X		X		
12	3	194	180	S	19	4.857	-17,62%			X		
1	2	52,7	180	S	20	4.807	-18,47%	X		X		
5/6/9/10	3	56	180	S	20	4.807	-18,47%	X		X		
8	3	48	180	S	20	4.807	-18,47%	X		X		
11	3	53	180	S	20	4.807	-18,47%	X		X		
7	3	56	180	S	22	4.706	-20,19%	X		X		
23/24	2	80	215	S	25	4.705	-20,20%	X		X		
20/21/22	11	152	125	L	31	4.654	-21,07%			X		
18/19	10	152	172	S	24	4.613	-21,76%			X		
20/21/22	12	152	125	L	37	4.394	-25,48%			X		
18/19	11	152	172	S	31	4.224	-28,36%			X		
23/24	1	80	215	S	37	4.106	-30,36%	X		X		
18/19	12	152	172	S	37	3.869	-34,38%			X		

Nenhuma superfície foi excluída por sombreamento, mas 17 dentre as 47 cuja diferença foi menor que 5% foram excluídas por possuírem áreas inferiores a 100 m², conforme Tabela 22 (detalhes no Apêndice A). Na Figura 58 há a identificação das edificações e superfícies do Quartel C3. A análise da integração resultou em 30 superfícies com diferença percentual entre a Irrad_{sup} e a Irrad_{ideal} entre +0,12% a -4,19%, com um total de 5.337 m² de área para instalação dos módulos fotovoltaicos (23,5% da área de cobertura disponível).

Figura 58. Identificação das edificações e superfícies do Quartel C3 (Castro, PR)



4.2 Consumo de eletricidade e cálculo preliminar

As memórias de massa dos consumos para os três quartéis foram obtidas junto às distribuidoras de energia para um período de 12 meses. As distribuidoras que atendem cada quartel, as Unidades Consumidoras, os períodos dos dados levantados e as informações relativas ao horário de ponta são apresentados na Tabela 23. Nota-se que os períodos de 12 meses consecutivos obtido não foram os mesmos para os três quartéis.

Tabela 23. Períodos de consumo obtidos para cada quartel

Quartel	Distribuidora de energia	UC	Horário de ponta	Período de consumo considerado
C1	Amazonas Energia	86992-9	20:00h às 21:59h	01/05/2019 a 30/04/2020*
C2	Energisa MS	10/90000973-9	17:30h às 20:29h	01/12/2018 a 30/11/2019
C3	COPEL	85195537	18:00h às 20:59h	08/12/2018 a 07/12/2019

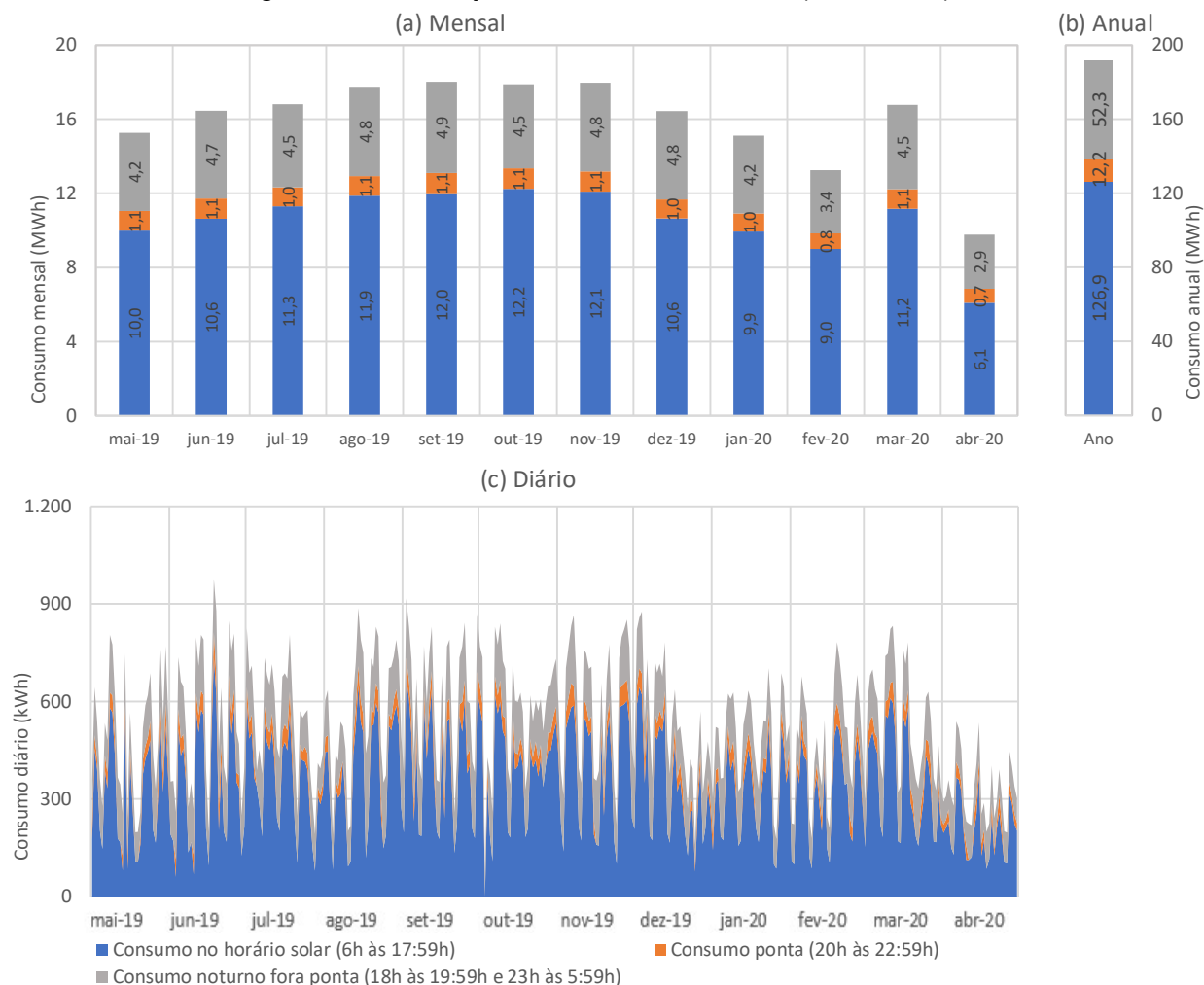
*Como 2020 foi bissexto e os resultados das simulações são para 365 dias, excluiu-se o dia 29/02/2020.

As memórias de massa disponibilizaram dados de consumo sub-horários (intervalos de 15 minutos), que foram agrupados em consumo horários. Os valores horários foram divididos em consumo no horário solar (das 6h às 17:59h), no horário de ponta (varia de acordo com a distribuidora, conforme Tabela 23) e no horário noturno fora da ponta (complementa o horário noturno excluído do horário de ponta). As somas diárias desses valores foram importantes para a modelagem das capacidades totais dos sistemas de armazenamento por cenário, conforme apresentado em 4.4.

O consumo total de eletricidade pelas instalações do Quartel C1 (Manaus, AM) no período considerado foi de 191.487 kWh (Figura 59b). Como pode ser observado na Figura 59a, o mês de maior consumo foi setembro de 2019 (18.018 kWh), coincidindo com as maiores temperaturas médias, que resultam em maior consumo devido ao condicionamento artificial. O consumo mensal de eletricidade variou pouco ao longo do ano, reflexo do pequeno intervalo de temperatura característico da localização geográfica de Manaus (entre 15.000 kWh e 18.000 kWh em praticamente todos os meses, o que dá uma média de 16.518 kWh por mês). Exceções a esse padrão ocorreram em fevereiro de 2020 (13.245 kWh) e abril de 2020 (9.780 kWh), sendo esse último o mês em que parte do mundo foi afetada pelas medidas restritivas de circulação em razão da pandemia de covid-19. O consumo no horário de ponta foi praticamente o mesmo ao longo do ano, com média de 1 MWh por mês nos meses típicos. O menor consumo diário do Quartel C1 foi de 71 kWh (03/10) e o maior consumo de 975 kWh (18/06). No horário noturno, o consumo variou de 50 kWh (05/07) a 337 kWh (07/12) e, no

horário de ponta, o consumo variou diariamente de 18 kWh (09/04) a 92 kWh (24/09), conforme Figura 59c.

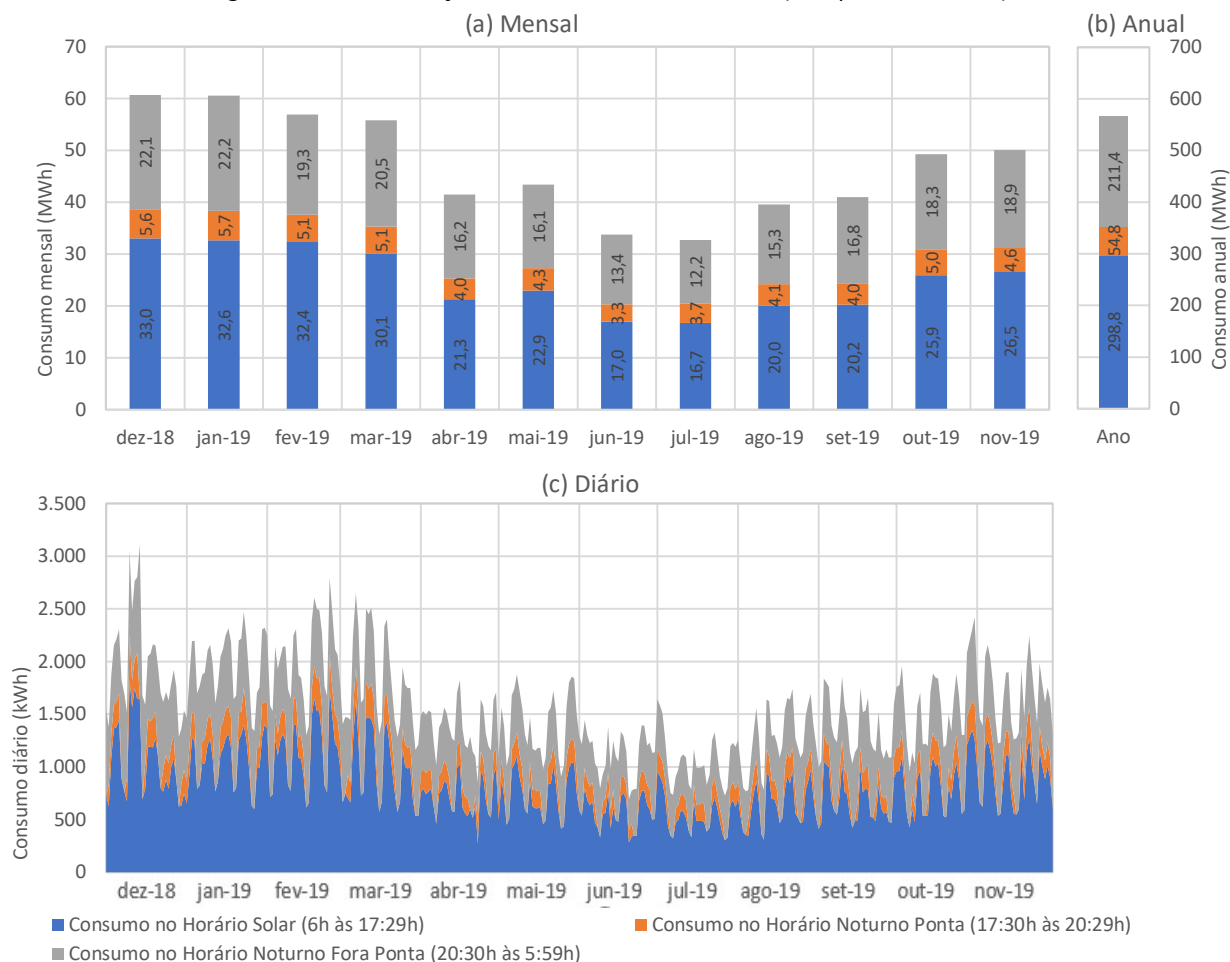
Figura 59. Caracterização do consumo do Quartel C1 (Manaus, AM)



A caracterização do consumo no período considerado para o Quartel C2, localizado em Campo Grande, MS, está apresentada na Figura 60. Pode-se observar a sazonalidade do consumo (Figura 60a), com meses de maior consumo ocorrendo no verão (com valores em dezembro e janeiro superando os 60.000 kWh) e meses de menor consumo no inverno (mínimo em julho com 32.707 kWh). A média mensal de consumo foi de 47.083 kWh. O consumo total no ano foi de 565.002 kWh, sendo 211.400 kWh no horário noturno fora de ponta, 54.800 kWh no horário ponta e de 298.800 kWh no horário solar (Figura 60b). Em todos os meses, o consumo no horário de ponta não representou grande percentual do consumo (entre 8,9% e 11,4%), apesar da ocorrências de grandes consumos nesse período em determinados dias. O maior consumo nesse período ocorreu em 13 de dezembro (442 kWh), enquanto o menor ocorreu em 22 de abril (104 kWh). No período noturno, o consumo variou de 255 kWh

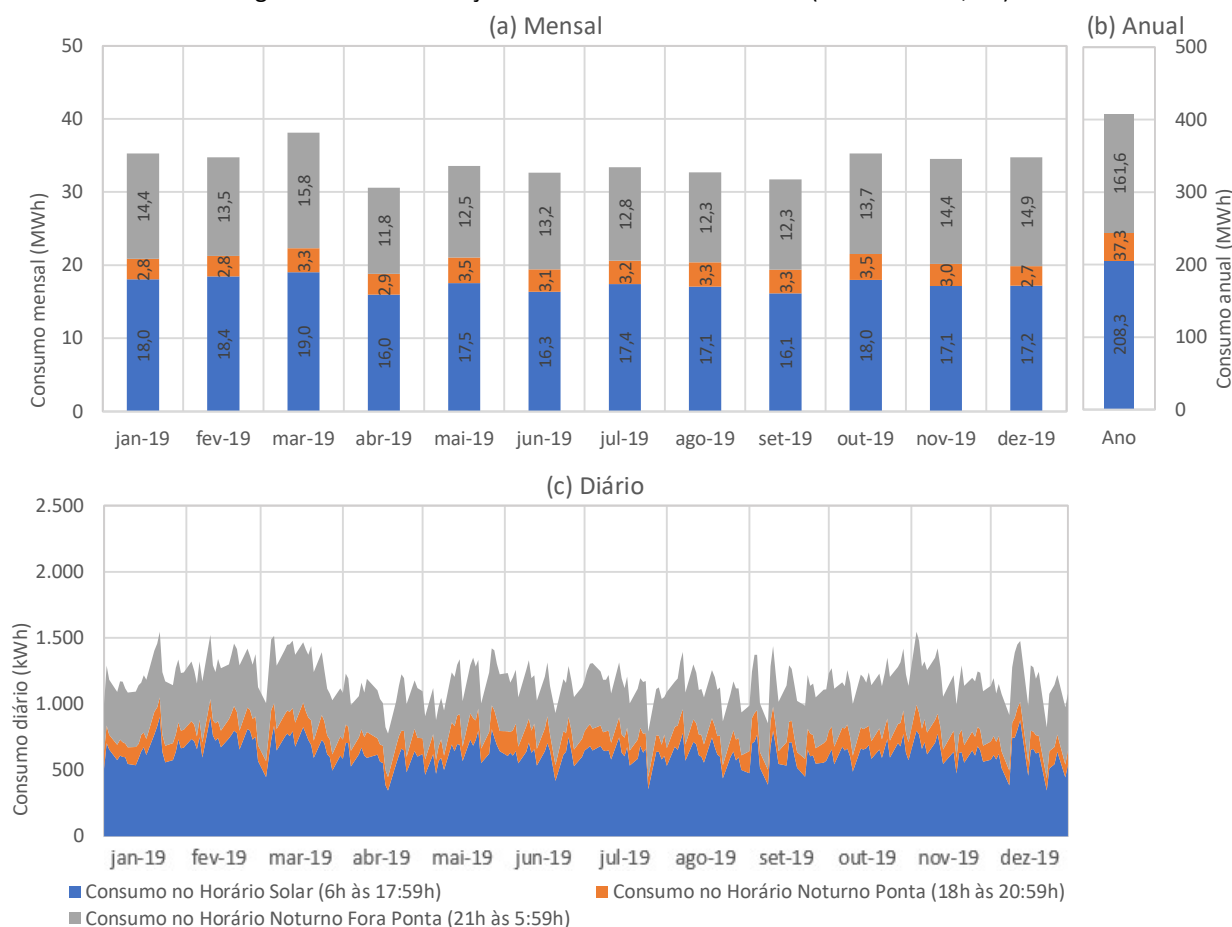
(10/6) a 1.460 kWh (14/12). O maior consumo diário ocorreu em 14 de dezembro (3.113 kWh) e o menor em 20 de junho (692 kWh), conforme Figura 60c.

Figura 60. Caracterização do consumo do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



Os consumos mensais do Quartel C3, localizado em Ponta Grossa, PR, não apresentaram variações consideráveis ao longo do ano (Figura 61a), apesar da sazonalidade climática existente na cidade devido à latitude de 25° S. A média de consumo foi de 33.936 kWh, sendo o mês de maior consumo março de 2019 (38.102 kWh) e o de menor abril de 2019 (30.596 kWh). Nos meses de maio e no período de agosto a outubro, o consumo no horário de ponta representou mais que 10% do consumo mensal, enquanto nos demais meses seus percentuais variaram de 7,7% (dezembro) a 9,5% (junho e julho). O consumo total anual do quartel foi de 407.238 kWh (Figura 61b). Analisando os dados diários de consumo (Figura 61c), o menor consumo no horário de ponta foi de 92 kWh (26/07 e 23/12) e o maior foi de 233 kWh (16/05). No horário noturno, os consumos variaram de 374 kWh (07/04) a 776 kWh (14/12). Por fim, considerando as 24 horas do dia, o maior consumo foi de 1.545 kWh, ocorrendo em 23/01 e 04/11, e o menor foi de 691 kWh em 24/08.

Figura 61. Caracterização do consumo do Quartel C3 (Ponta Grossa, PR)



O quartel com maior consumo anual foi o de Campo Grande (Quartel C2), por conta de seu maior efetivo (quase 800 militares) e de sua maior área construída (26.658 m²). O Quartel C3 teve um grande consumo de eletricidade anual, correspondendo a 80% do Quartel C2, mesmo tendo efetivo de menos da metade desse (294 militares) e do clima de Ponta Grossa ser bem mais ameno que o de Campo Grande. O Quartel C1, com efetivo de apenas 53 militares e área construída de 3.970 m², possui o menor consumo entre os três quartéis, mas é elevado comparado aos efetivos e às áreas construídas dos outros. Isso se dá pelo quartel estar localizado em Manaus, cidade com médias de temperatura elevadas o ano inteiro, que demandam maior uso de aparelhos de ar-condicionado para conforto ambiental dos usuários.

Para estimativa da quantidade de módulos a ser modelada no quartel, o que interfere na quantidade de superfícies utilizadas para integração, considerou-se o consumo anual como a geração esperada para um arranjo de módulos com PR de 70% e a maior média horária anual da irradiação dentre as superfícies do ranking. As quantidades totais de módulos resultantes desse cálculo preliminar por quartel e por tecnologia são apresentadas na Tabela 24.

Tabela 24. Resultado preliminar do número de módulos a ser modelado em cada quartel

	Quartel C1		Quartel C2		Quartel C3	
Consumo anual (C) (kWh)	191.487		565.002		407.238	
Geração bruta (PR 0,70) (kWh)	273.553		807.145		581.769	
Maior Irrad _{sup} (Wh/m ²)	181,70		217,36		189,62	
Tecnologia de módulos	mc-Si	CdTe	mc-Si	CdTe	mc-Si	CdTe
Eficiência dos módulos (η)	18,94%	17,54%	18,94%	17,54%	18,94%	17,54%
Energia solar a ser captada anualmente (G) (kWh)	1.444.313	1.559.594	4.261.593	4.601.743	3.071.640	3.316.811
Área do módulo (m ²)	2,21	2,48	2,21	2,48	2,21	2,48
Quantidade necessária de módulos	411	396	1.013	976	837	807
Área total de módulos (m ²)	907	980	2.238	2.417	1.849	1.997
Percentual da área disponível	49%	53%	34%	37%	35%	37%

Como a potência dos módulos de mc-Si é menor, percebe-se que em todos os quartéis, os resultados sinalizaram que esses sistemas exigem maior número de módulos, apesar do total de área integrada ser menor nessa tecnologia do que a necessária aos módulos de CdTe (área maior). A área total de módulos nas duas tecnologias e para os três quartéis é bem inferior à área total disponível. Os maiores percentuais de área utilizada ocorrem no Quartel C1 (possui menos edificações e menor área de cobertura) e os maiores para o Quartel C2 (maior área disponível). Com esses resultados, foram alocados módulos fotovoltaicos nas superfícies de acordo com o ranking, usando as superfícies necessárias para que a quantidade de módulos integrados seja superior à quantidade necessária mostrada na Tabela 24.

4.3 Modelagem dos sistemas fotovoltaicos no SAM

Com base nas superfícies ranqueadas na análise da integração das superfícies das coberturas das edificações de cada quartel e na quantidade de módulos resultante do cálculo preliminar, os sistemas fotovoltaicos foram modelados.

Para os sistemas mc-Si CA e CdTe CA de todos os quartéis, foram utilizados inversores convencionais *Fronius Symo* (FS) com potências variando de 12 kWca a 24 kWca. Para os sistemas mc-Si CC e CdTe CC, foram utilizados inversores híbridos *Fronius Gen24 Plus* (FG, com potências de 6 kWca, 8 kWca e 10,42 kWca). Uma quantidade maior desses inversores foi necessária por conta da alta potência de alguns sistemas, pois que exigiu a combinação da quantidade de bancos de baterias com a capacidade de armazenamento requerida. Os bancos de baterias utilizados nas simulações em CC só permitem a ligação de 3 bancos de baterias em série e isso demandou o aumento no número de inversores para suprir a capacidade

requerida, conforme 4.4. As representações tridimensionais dos sistemas fotovoltaicos modelados para cada quartel são apresentadas no Apêndice B.

Na Tabela 25 são apresentados os dados dos sistemas simulados no SAM para o Quartel C1 (Manaus, AM). No total, foram integrados 435 módulos de mc-Si (961 m² e 176,3 kWcc) e 417 módulos de CdTe (1.032,1 m² e 181,5 kWcc) em 7 superfícies de cobertura.

Tabela 25. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C1 (Manaus, AM)

Sistema	Azimute (°)	Inclinação (°)	Área para integração (m ²)	Tecnologia módulos	Número de strings	Módulos por string	Qtde de módulos	Potência em CC (kW)	Área integrada (m ²)	% área utilizada	Tipo de acoplamento	Qtde de inversores	Pot. inversores (kW)	Potência em CA (kW)	ILR (%)
E2-S1	35	10	312	mc-Si	9	12	108	43,8	239	76	CA	2	17,5	35	125
				CC							CC	5	8	40	109
				CdTe	38	3	114	49,6	282	90	CA	2	22,7	45,4	109
				CC							CC	5	8	40	124
E10-S1	35	10	106	mc-Si	3	11	33	13,4	73	69	CA	1	12,5	12,5	107
				CC							CC	2	6	12	111
				CdTe	12	3	36	15,7	89	84	CA	1	12,5	12,5	125
				CC							CC	2	6	12	131
E6-S1	35	15	246	mc-Si	9	10	90	36,5	199	81	CA	2	15	30	122
				CC							CC	4	8	32	114
				CdTe	30	3	90	39,2	223	91	CA	2	17,5	35	112
				CC							CC	4	8	32	122
E4-S1	125	6	120	mc-Si	4	11	44	17,8	97	81	CA	1	15	15	119
				CC							CC	2	8	16	111
				CdTe	12	3	36	15,7	89	74	CA	1	12,5	12,5	125
				CC							CC	2	8	16	98
E3-S1	125	10	115	mc-Si	4	10	40	16,2	88	77	CA	1	15	15	108
				CC							CC	2	8	16	101
				CdTe	11	3	33	14,4	82	71	CA	1	12,5	12,5	115
				CC							CC	2	6	12	120
E8-S2	215	10	130	mc-Si	3	16	48	19,5	106	82	CA	1	17,5	17,5	111
				CC							CC	2	10,4	20,8	93
				CdTe	13	3	39	17,0	96	74	CA	1	17,5	17,5	97
				CC							CC	2	8	16	106
E5-S2	215	15	220	mc-Si	6	12	72	29,2	159	72	CA	2	12	24	122
				CC							CC	3	8	24	122
				CdTe	23	3	69	30,0	171	78	CA	2	12,5	25	120
				CC							CC	3	10,4	31,2	96
Quartel	-	-	1.249	mc-Si	-	-	435	176,3	961	77	CA	10	-	149,0	119
				CC							CC	20	-	160,8	110
				CdTe	-	-	417	181,5	1.032	83	CA	10	-	160,4	114
				CC							CC	20	-	159,3	115

A quantidade de módulos integrada no Quartel C1 foi 6% (mc-Si) e 5% (CdTe) superior à quantidade preliminar requerida. A área utilizada nos sistemas equivale a 52% (mc-Si) e 56%

(CdTe) da disponível, conforme Tabela 25. Os sistemas com as menores potências instaladas de módulos foram o E10-S1 (mc-Si) e o E3-S1 (CdTe), respectivamente, com 13,4 kWcc e 14,4 kWcc, ambos com 33 módulos. As maiores potências instaladas foram dos sistemas E2-S1, com 43,8 kWcc e 108 módulos de mc-Si e 49,6 kWcc e 114 módulos de CdTe.

Os sistemas do Quartel C1 com maiores potências instaladas exigiram maior número de inversores no acoplamento CC (3 inversores em E5-S2, 4 em E6-S1 e 5 em E2-S1), o que não ocorreu em mc-Si CA e CdTe CA nem nos sistemas com maior quantidade de módulos, que resultaram em sistemas com, no máximo, 2 inversores (Tabela 25). Essa diferença se deu pela limitação de potência dos inversores utilizados nos sistemas acoplados em CC, que eleva a quantidade necessária para atender potências maiores, como ocorre em E5-S2. Para E2-S1 poderiam ser utilizados 4 inversores de 10,42 kWca em vez de 5 de 8 kWca, mas optou-se por maior número de inversores de modo a atender às capacidades de armazenamento requeridas nos cenários utilizando apenas 3 bancos de baterias em série. O inversor de menor potência foi o de 6 kWca no acoplamento CC e o de maior potência foi o 22,7 kWca no sistema E2-S1 (CdTe CA).

O menor ILR dos sistemas do Quartel C1 foi de 93% e o maior de 125%. O ILR de 15 dos 28 sistemas modelados ficou entre 100% e 120%, 4 abaixo de 100% e 9 acima de 120%. Considerando todos os sistemas desse quartel, foram utilizados 10 inversores para as simulações mc-Si CA e CdTe CA e 20 para mc-Si CC e CdTe CC. O ILR ponderado do quartel foi de 119% (mc-Si CA), 110% (mc-Si CC), 114% (CdTe CA) e 115% (CdTe CC).

Os detalhamentos dos sistemas modelados para o Quartel C2 são apresentados na Tabela 26. Esse quartel foi o que exigiu a maior quantidade de módulos. As 10 primeiras superfícies do ranking da análise da integração foram utilizadas para a alocação de módulos fotovoltaicos. Foram utilizados na tecnologia mc-Si 1.092 módulos (2.412 m² e 443 kWcc) e na tecnologia CdTe 984 (2.435 m² e 435 kWcc). Os sistemas com mc-Si receberam 79 módulos (8%) a mais do obtido no cálculo preliminar e, nos sistemas com CdTe, essa quantidade foi de apenas 8 (1%). Os sistemas modelados corresponderam a cerca de 37% dos 6.538 m² das superfícies ranqueadas disponíveis para integração e a menos de 70% da área das superfícies que receberam integração. Apenas 20% da área de E8-S3 foi utilizada para integração. Nas demais superfícies que receberam módulos, os percentuais superaram 65%.

Tabela 26. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C2 (Campo Grande, MS)

Sistema	Azimute (°)	Inclinação (°)	Área para integração (m²)	Tecnologia módulos	Número de strings	Módulos por string	Qtde de módulos	Potência em CC (kW)	Área integrada (m²)	% área utilizada	Tipo de acoplamento	Qtde de inversores	Pot. inversores (kW)	Potência em CA (kW)	ILR (%)
E13-S1	0	15	270	mc-Si	10	8	80	32,4	177	65	CA	2	15	30	108
				CdTe	28	3	84	36,6	208	77	CC	4	8	32	101
											CA	2	15	30	122
											CC	4	8	32	114
E25-S1	0	11	138	mc-Si	3	16	48	19,5	106	77	CA	1	17,5	17,5	111
				CdTe	16	3	48	20,9	119	86	CC	3	6	18	108
											CA	1	22,7	22,7	92
											CC	3	6	18	116
E13-S2	0	8	375	mc-Si	10	14	140	56,7	309	82	CA	2	22,7	45,4	125
				CdTe	38	3	114	49,6	282	75	CC	6	8	48	118
											CA	2	22,7	45,4	109
											CC	6	8	48	103
E1-S1	315	7	346	mc-Si	8	16	128	51,9	283	82	CA	2	22,7	45,4	114
				CdTe	36	3	108	47,0	267	77	CC	6	8	48	110
											CA	2	22,7	45,4	104
											CC	6	8	48	98
E3-S3	0	2	410	mc-Si	8	16	128	51,9	283	69	CA	2	22,7	45,4	114
				CdTe	40	3	120	52,2	297	72	CC	6	8	48	110
											CA	2	22,7	45,4	115
											CC	6	8	48	109
E4-S3	0	2	410	mc-Si	10	16	160	64,9	353	86	CA	3	22,7	68,1	95
				CdTe	48	3	144	62,7	356	87	CC	8	8	64	101
											CA	3	22,7	68,1	92
											CC	8	8	64	98
E5-S3	0	2	360	mc-Si	8	15	120	48,6	265	74	CA	2	22,7	45,4	107
				CdTe	35	3	105	45,7	260	72	CC	6	8	48	101
											CA	2	22,7	45,4	101
											CC	6	8	48	95
E6-S3	0	2	236	mc-Si	6	15	90	36,5	199	84	CA	2	17,5	35,0	104
				CdTe	26	3	78	33,9	193	82	CC	4	8	32,0	114
											CA	2	17,5	35,0	97
											CC	4	8	32,0	106
E7-S3	0	2	461	mc-Si	10	15	150	60,8	331	72	CA	3	17,5	52,5	116
				CdTe	45	3	135	58,7	334	72	CC	8	6	48,0	132
											CA	2	24	48,0	122
											CC	8	6	48,0	122
E8-S3	0	2	536	mc-Si	3	16	48	19,5	106	20	CA	1	17,5	17,5	111
				CdTe	16	3	48	20,9	119	22	CC	3	6	18,0	108
											CA	1	22,7	22,7	92
											CC	3	6	18,0	116
Quartel	-	-	3.542	mc-Si	-	-	1.092	443	2.412	68	CA	20	-	402	111
				CdTe	-	-	984	428	2.435	69	CC	54	-	404	111
											CA	19	-	408	106
											CC	54	-	404	107

Como se observa na Tabela 26, os sistemas do Quartel C2 com as menores potências instaladas foram E25-S1 e E8-S3, com 48 módulos das duas tecnologias de células fotovoltaicas (19,5 kWcc em mc-Si e 20,9 kWcc em CdTe). O sistema com maior potência instalada foi E4-S3 (64,9 kWcc e 160 módulos para mc-Si e 62,7 kWcc e 144 módulos de CdTe).

Com relação os inversores utilizados nos sistemas do Quartel C2 (Tabela 26), os sistemas com acoplamento CA utilizaram no máximo 3 inversores solares, sendo a menor potência de inversor utilizado 15 kWca (E13-S1) e a maior 24 kWca (E7-S3 CdTe). No total, foram utilizados 20 inversores solares nos sistemas de mc-Si e 19 nos sistemas de CdTe. Os sistemas com potências instaladas próximas ou acima de 60 kWcc (E4-S3 e E7-S3) exigiram 8 inversores de 8 kWca nos sistemas com acoplamento CC. Os demais sistemas acoplados em CC utilizaram de 3 a 6 inversores, totalizando 54 inversores híbridos para todo o quartel.

O ILR dos 40 sistemas modelados para o Quartel C2 variou no intervalo de 92% a 132%, sendo 27 deles entre 100% e 120%, 8 inferiores a 100% e 5 superiores a 120%, com apenas 1 superando 130%. O ILR ponderado considerando todos os sistemas do quartel ficou próximo a 110% nas quatro configurações dos sistemas, conforme Tabela 26.

No Quartel C3, que possui área disponível para integração de 5.337 m², foram modelados 12 sistemas fotovoltaicos, totalizando 2.081 m² de módulos mc-Si (942 módulos) e 2.193 m² de módulos CdTe (886 módulos). Dessa forma, foram integrados 105 módulos de mc-Si a mais que a quantidade obtida pelo cálculo preliminar (equivalendo a 13%) e 79 módulos de CdTe além dos 807 necessários (equivalendo a 10%). Os dados de modelagem dos sistemas são apresentados na Tabela 27.

Apenas as porcentagens de ocupação dos módulos em relação à área da superfície do sistema E4-S1 ficaram abaixo de 80% (Tabela 27), valor médio para as demais superfícies do Quartel C3. A maior parte dos sistemas simulados foram idênticos pois as superfícies que receberam a integração possuem as mesmas características (área disponível, inclinação e ângulo azimutal). Isso ocorreu nos sistemas das edificações 15 e 17 e nos das edificações 18 e 19. Essas últimas possuem superfícies curvas que foram divididas em subseções de acordo com a inclinação, o que resultou em sistemas idênticos para as superfícies E18-S2 e E19-S2, E18-S3 e E19-S3, E18-S4 e E19-S4 e E18-S5 e E19-S5. Apesar dessas edificações possuírem múltiplas superfícies que receberam módulos, optou-se por simular sistemas independentes, com inversores separados para cada superfície, a fim de evitar perdas pela diferença dos níveis de irradiação incidente em cada subarranjo. Conforme a Tabela 27, os menores sistemas

fotovoltaicos modelados foram os da superfície E4-S1, com 32 módulos de mc-Si (13 kWcc) e 28 módulos de CdTe (12,2 kWcc). Os sistemas das edificações 12, 18 e 19 contam com potência instalada de aproximadamente 25 kWcc, enquanto os sistemas das edificações 15 e 17 resultaram em potência instalada de 81,1 kWcc (mc-Si) e 75,7 kWcc (CdTe).

Tabela 27. Sistemas fotovoltaicos modelados no Quartel C3 (Castro, PR)

Sistema	Azimute (°)	Inclinação (°)	Área para integração (m²)	Tecnologia módulos	Número de strings	Módulos por string	Qtde de módulos	Potência em CC (kW)	Área integrada (m²)	% área utilizada	Tipo de acoplamento	Qtde de inversores	Pot. inversores (kW)	Potência em CA (kW)	ILR (%)
E12-S1	0	19	194	mc-Si	5	14	70	28,4	154,6	80	CA	1	24	24	118
											CC	4	6	24	118
				CdTe	3	18	54	23,5	133,7	69	CA	1	22,7	22,7	103
											CC	4	6	24	98
E18-S3 E19-S3	352	24	152	mc-Si	4	14	56	22,7	123,7	81	CA	1	22,7	22,7	100
											CC	3	8	24	95
				CdTe	3	19	57	24,8	141,1	93	CA	1	22,7	22,7	109
											CC	3	8	24	103
E18-S4 E19-S4	352	17	152	mc-Si	4	14	56	22,7	123,7	81	CA	1	22,7	22,7	100
											CC	3	8	24	95
				CdTe	3	19	57	24,8	141,1	93	CA	1	22,7	22,7	109
											CC	3	8	24	103
E4-S1	0	16	109	mc-Si	2	16	32	13,0	70,7	65	CA	1	12,5	12,5	104
											CC	2	6	12	108
				CdTe	2	14	28	12,2	69,3	64	CA	1	12	12	102
											CC	2	6	12	102
E15-S1 E17-S1	352	11	527	mc-Si	14	14	196	79,4	433,0	82	CA	3	22,7	68,1	117
											CC	6	10,4	62,5	127
				CdTe	3	58	174	75,7	430,7	82	CA	3	22,7	68,1	111
											CC	6	10,4	62,5	121
E18-S5 E19-S5	352	10	152	mc-Si	4	14	56	22,7	123,7	81	CA	1	22,7	22,7	100
											CC	3	8	24	95
				CdTe	3	19	57	24,8	141,1	93	CA	1	22,7	22,7	109
											CC	3	8	24	103
E18-S2 E19-S2	352	30	152	mc-Si	4	14	56	22,7	123,7	81	CA	1	22,7	22,7	100
											CC	3	8	24	95
				CdTe	3	19	57	24,8	141,1	93	CA	1	22,7	22,7	109
											CC	3	8	24	103
Quartel	-	-	2.573	mc-Si	-	-	942	382	2.081	81	CA	16	-	355	108
											CC	42	-	353	110
				CdTe	-	-	886	386	2.193	85	CA	16	-	353	109
											CC	42	-	353	110

Observa-se na Tabela 27 que, com exceção dos sistemas E15-S1 e E17-S1, os demais sistemas com acoplamento CA do Quartel C3 utilizaram apenas 1 inversor, com potência entre 12 kWca (E4-S1 CdTe) e 24 kWca (E12-S1 mc-Si). Os sistemas E15-S1 e E17-S1 exigiram 3

inversores cada e o total de inversores dos sistemas em CA foi de 16 inversores. Com o acoplamento em CC, os sistemas das edificações 18 e 19 utilizaram 3 inversores híbridos cada, enquanto para os sistemas das edificações 15 e 17 foram modelados 6 inversores de 10,4 kWca. Apenas E4-S1 utilizou 2 inversores. O total de inversores híbridos utilizados foi de 42. O ILR variou de 95% a 127%, com apenas 2 superiores a 120% e 9 inferiores a 100%. O ILR ponderado para o quartel foi de 108% (mc-Si CA) e 109% (CdTe CA) e 110% (CC).

4.4 Modelagem dos sistemas de armazenamento

Para a modelagem da capacidade total de armazenamento dos bancos de baterias, considerou-se os consumos máximos nos horários de ponta, noturno e no dia para cada quartel, de forma a diferenciar os cenários Ponta, Noite e Dia, respectivamente (Tabela 28). Observa-se que as capacidades seguem a mesma tendência do consumo total anual dos quartéis, tendo o Quartel C1 os menores sistemas devido aos menores consumos e o Quartel C2 os sistemas com maior capacidade de armazenamento devido aos maiores consumos.

Tabela 28. Capacidades de armazenamento totais requeridas para cada cenário

	Quartel C1		Quartel C2		Quartel C3	
Cenário	Data	Capacidade (kWh)	Data	Capacidade (kWh)	Data	Capacidade (kWh)
Ponta	24/09	92	14/12	559	16/05	233
Noite	07/12	337	14/12	1.460	14/12	776
Dia	18/06	975	14/12	3.113	11/04	1.545

Para considerar a profundidade de descarga e a eficiência de conversão dos inversores, obteve-se as capacidades de armazenamento desejadas ($B_{desejada}$) com base nos valores da Tabela 28. Essas capacidades foram utilizadas como referência para os bancos de baterias centralizados dos sistemas mc-Si CA e CdTe CA, independente dos módulos fotovoltaicos adotados. Para a modelagem dos sistemas descentralizados (mc-Si CC e CdTe CC), distribui-se a capacidade requerida total do quartel para cada sistema ponderando de acordo com a potência de módulos fotovoltaicos instalada em cada sistema. Dessa forma, os sistemas com acoplamento em CC resultaram em números maiores de bancos de baterias que a quantidade utilizada para o acoplamento em CA.

Para o Quartel C1, a capacidade de armazenamento dos sistemas centralizados foi obtida com 2, 6 e 16 sistemas e 1, 2 e 4 inversores, respectivamente para os Cenários Ponta (134 kWh), Noite (402 kWh) e Dia (1.126 kWh). A capacidade de armazenamento foi de 15%

superior ao desejado no Cenário Ponta, 6% inferior no Cenário Noite e 1% inferior no Cenário Dia (Tabela 29).

Tabela 29. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C1 (Manaus, AM)

Cenário	Ponta	Noite	Dia
Capacidade total requerida no cenário (kWh)	92	337	975
Capacidade desejada (kWh) ($B_{desejada}$)	116	426	1.234
Quantidade de sistemas	2	6	16
Capacidade de armazenamento total (kWh)	134	402	1.216
Potência total em CA (n° de inversores x Pot em kW)	1 x 60	2 x 60	4 x 60

Na Tabela 30 são apresentados os sistemas descentralizados modelados para o Quartel C1. Foram necessários para o Cenário Ponta 10 (mc-Si) e 9 (CdTe) sistemas, 24 para o Cenário Noite e 60 para o Cenário Dia.

Tabela 30. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C1 (Manaus, AM)

Sistema	Cenário	mc-Si					CdTe				
		B (kWh)	$B_{desejada}$ (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)	B (kWh)	$B_{desejada}$ (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)
E2-S1	Ponta	22,8	29,2	13,8	1x2	27,6	25,2	32,1	16,6	1x2	33,1
	Noite	83,7	106,9	16,6	2x3	99,4	92,1	117,8	19,3	2x3	115,9
	Dia	242,1	309,4	19,3	5x3	289,8	266,5	340,7	22,1	5x3	331,2
E10-S1	Pico	7,0	8,9	11,0	1x1	11,0	7,9	10,2	11,0	1x1	11,0
	Noite	25,6	32,7	11,0	1x3	33,1	29,1	37,2	19,3	1x2	38,6
	Dia	74,0	94,6	16,6	2x3	99,4	84,2	107,7	19,3	2x3	115,9
E6-S1	Ponta	19,0	24,3	8,3	1x3	24,8	19,9	25,4	13,8	1x2	27,6
	Noite	69,7	89,1	22,1	2x2	88,3	72,7	93,0	16,6	2x3	99,4
	Dia	201,7	257,8	22,1	4x3	265,0	210,4	269,0	22,1	4x3	265,0
E4-S1	Ponta	9,3	11,9	11,0	1x1	11,0	7,9	10,2	11,0	1x1	11,0
	Noite	34,1	43,6	22,1	1x2	44,2	29,1	37,2	19,3	1x2	38,6
	Dia	98,6	126,0	19,3	2x3	115,9	84,2	107,6	19,3	2x3	115,9
E3-S1	Ponta	8,5	10,8	11,0	1x1	11,0	7,3	9,3	8,3	1x1	8,3
	Noite	31,0	39,6	13,8	1x3	41,4	26,7	34,1	16,6	1x2	33,1
	Dia	89,7	114,6	19,3	2x3	115,9	77,2	98,7	16,6	2x3	99,4
E8-S2	Ponta	10,2	13,0	13,8	1x1	13,8	8,6	11,0	11,0	1x1	11,0
	Noite	37,2	47,5	16,6	1x3	49,7	31,5	40,3	13,8	1x3	41,4
	Dia	107,6	137,4	22,1	2x3	132,5	91,2	116,5	19,3	2x3	115,9
E5-S2	Ponta	15,2	19,5	19,3	1x1	19,3	15,2	19,4	19,3	1x1	19,3
	Noite	55,8	71,3	22,1	1x3	66,2	55,8	71,2	22,1	1x3	66,2
	Dia	161,4	206,3	22,1	3x3	198,7	161,3	206,0	22,1	3x3	198,7
Quartel	Ponta	-	117	-	10	119	-	117	-	9	121
	Noite	-	431	-	24	422	-	431	-	24	433
	Dia	-	1.246	-	60	1.217	-	1.246	-	60	1.242

Os sistemas modelados com módulos mc-Si possuem capacidade de armazenamento superior ao desejado em 0,9% no Cenário Ponta e nos outros dois cenários a capacidade total fica um pouco inferior: -2,0% (Cenário Noite) e -2,3% (Cenário Dia), conforme Tabela 30. Nos sistemas com módulos CdTe, a capacidade de armazenamento total só ficou abaixo do desejado no Cenário Dia (-0,3%). Nos outros dois cenários, o armazenamento total foi 3,3% (Cenário Ponta) e 0,6% (Cenário Dia) maior. Para alcançar a capacidade de armazenamento desejada no Cenário Ponta, foi necessário apenas um banco de bateria por sistema, com exceção dos sistemas E2-S1 e E6-S1 (Tabela 30). No Cenário Noite, nos sistemas E2-S1 e E6-S1 foram necessários 2 inversores para obter a capacidade de armazenamento desejada. Nos demais, foram usados 2 ou 3 bancos em paralelo em um único inversor. Os sistemas do Cenário Dia tiveram suas capacidades de armazenamento atingidas com pelo menos 6 bancos em 2 dois inversores. O maior número de bancos foi do sistema E2-S1 (15 bancos de baterias em 5 inversores) e os menores foram dos sistemas E10-S1 e E4-S1 (6 bancos em 2 inversores).

As capacidades de armazenamento requeridas em cada cenário do Quartel C2 foram as maiores entre todos os estudos de caso. Para o armazenamento centralizado (Tabela 31), foram necessários, respectivamente, 9, 24 e 56 sistemas para os Cenários Ponta, Noite e Dia, com capacidades de armazenamento de 684 kWh, 1.824 kWh e 3.752 kWh, respectivamente. Nos três cenários, a capacidade ficou inferior à desejada, correspondendo a 97% no Ponta, a 99% no Noite e a 95% no Dia.

Tabela 31. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

Cenário	Ponta	Noite	Dia
Capacidade total requerida no cenário (B) (kWh)	559	1.460	3.113
Capacidade desejada (kWh) (B_{desejada})	707	1.847	3.939
Quantidade de sistemas	9	24	2 x 28
Capacidade de armazenamento total (kWh)	684	1.824	2 x 1.876
Potência total em CA (n° de inversores x Pot em kW)	3 x 60	6 x 60	2 x 7 x 60

O Cenário Dia do armazenamento centralizado (Tabela 31) demandou uma quantidade elevada de bancos de baterias (2 sistemas com 28 bancos de baterias cada e 14 inversores de 60 kWca) e mesmo assim resultou no maior déficit em relação à capacidade desejada.

Na modelagem dos sistemas descentralizados, a elevada capacidade de armazenamento nos cenários do Quartel C2 resultou em 38 bancos de baterias no Cenário Ponta, 95 (mc-Si) e 97 (CdTe) bancos no Cenário Noite e 182 (mc-Si) e 183 (CdTe) no Cenário Dia (Tabela 32). Nota-se que os sistemas do Cenário Ponta foram modelados com 2 a 6 bancos

de baterias em paralelo em até 2 inversores, sendo o menor os E25-S1 e E8-S3 (2 x 16,6 kWh) e os maiores sistemas E4-S3 e E7-S3 (2 x 3 x 16,6 kWh). Os sistemas modelados para o Cenário Noite exigiram de 6 (2 x 3 x 13,8 kWh) a 12 (4 x 3 x 22,1 kWh) bancos de baterias. Como a capacidade de armazenamento desejada para os sistemas E4S-S3 e E7-S3 (maiores potências de módulos fotovoltaicos) é próxima a 550 kWh no Cenário Dia, foram modelados 24 bancos de baterias (8 inversores com 3 módulos de 22,1 kWh cada, totalizando 529,9 kWh).

Tabela 32. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

Sistema	Cenário	mc-Si					CdTe				
		B (kWh)	B _{desejada} (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)	B (kWh)	B _{desejada} (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)
E13-S1	Ponta	40,6	51,9	16,6	1x3	49,7	47,7	61,0	19,3	1x3	58,0
	Noite	106,0	135,5	22,1	2x3	132,5	124,6	159,3	19,3	2x4	154,6
	Dia	226,0	288,8	19,3	5x3	289,8	265,7	339,7	22,1	5x3	331,2
E25-S1	Ponta	24,3	31,2	16,6	1x2	33,1	27,3	34,9	16,6	1x2	33,1
	Noite	63,6	81,4	13,8	2x3	82,8	71,2	91,1	16,6	2x3	99,4
	Dia	135,6	173,5	19,3	3x3	173,9	151,9	194,3	22,1	3x3	198,7
E13-S2	Ponta	71,0	90,8	22,1	2x2	88,3	64,8	82,8	22,1	2x2	88,3
	Noite	185,5	237,1	19,3	4x3	231,8	169,1	216,2	19,3	4x3	231,8
	Dia	395,5	505,5	22,1	8x3	529,9	360,7	461,0	19,3	8x3	463,7
E1-S1	Ponta	65,9	84,3	22,1	2x2	88,3	61,4	78,4	19,3	2x2	77,3
	Noite	172,2	220,1	19,3	4x3	231,8	160,2	204,8	16,6	4x3	198,7
	Dia	367,2	469,4	22,1	7x3	463,7	341,7	436,7	22,1	7x3	463,7
E3-S3	Ponta	65,9	84,3	22,1	2x2	88,3	68,2	87,1	22,1	2x2	88,3
	Noite	172,2	220,1	19,3	4x3	231,8	178,0	227,6	19,3	4x3	231,8
	Dia	367,2	469,4	22,1	7x3	463,7	379,6	485,2	22,1	7x3	463,7
E4-S3	Ponta	81,2	103,7	16,6	2x3	99,4	81,8	104,6	16,6	2x3	99,4
	Noite	212,0	270,9	22,1	4x3	265,0	213,7	273,1	22,1	4x3	265,0
	Dia	452,0	577,7	22,1	8x3	529,9	455,6	582,3	22,1	8x3	529,9
E5-S3	Ponta	60,9	77,8	19,3	2x2	77,3	59,6	76,2	19,3	2x2	77,3
	Noite	159,0	203,2	22,1	3x3	198,7	155,8	199,1	22,1	3x3	198,7
	Dia	339,0	433,3	19,3	7x3	405,7	332,2	424,6	19,3	7x3	405,7
E6-S3	Ponta	45,7	58,4	19,3	1x3	58,0	44,3	56,6	19,3	1x3	58,0
	Noite	119,2	152,4	19,3	4x2	154,6	115,7	147,9	19,3	4x2	154,6
	Dia	254,2	324,9	22,1	5x3	331,2	246,8	315,4	22,1	5x3	331,2
E7-S3	Ponta	79,1	101,2	16,6	2x3	99,4	76,7	98,1	16,6	2x3	99,4
	Noite	206,7	264,4	22,1	4x3	265,0	200,3	256,3	22,1	4x3	265,0
	Dia	440,7	563,8	22,1	8x3	529,9	427,1	546,4	22,1	8x3	529,9
E8-S3	Ponta	24,3	31,2	16,6	1x2	33,1	27,3	34,9	16,6	1x2	33,1
	Noite	63,6	81,4	13,8	2x3	82,8	71,2	91,1	16,6	2x3	99,4
	Dia	135,6	173,5	22,1	4x2	176,6	151,9	194,3	22,1	3x3	198,7
Quartel	Ponta	-	715	-	38	715	-	715	-	38	712
	Noite	-	1.866	-	95	1.877	-	1.866	-	97	1.899
	Dia	-	3.980	-	182	3.894	-	3.980	-	183	3.916

As capacidades de armazenamento totais dos sistemas descentralizados do Quartel C2 foram de 715 kWh (mc-Si) e 712 kWh (CdTe) no Cenário Ponta. Ou seja, os sistemas de mc-Si alcançaram a capacidade desejada completamente e os de CdTe ficaram apenas -0,4% abaixo. No Cenário Noite, nas duas opções de módulos a capacidade de armazenamento total foi superior à desejada (0,6% para mc-Si e 1,8% para CdTe). Devido à alta capacidade de armazenamento requerida no Cenário Dia para o Quartel C2, a capacidade total dos sistemas ficou abaixo desejada, correspondendo a 97,8% (mc-Si) e 98,3% (CdTe), conforme Tabela 32.

Na Tabela 33 constam os dados dos bancos de baterias utilizados nas simulações do armazenamento centralizado do Quartel C3. As capacidades de armazenamento requeridas por cenário ficaram acima das capacidades desejadas nos três cenários: 304 kWh no Cenário Ponta (4% a mais), 1.702 kWh no Cenário Noite (9% a mais) e 2.128 kWh (9% a mais).

Tabela 33. Sistemas de armazenamentos centralizados do Quartel C3 (Castro, PR)

Cenário	Ponta	Noite	Dia
Capacidade total requerida no cenário (kWh)	233	776	1.545
Capacidade desejada (kWh) ($B_{desejada}$)	295	982	1.955
Quantidade de sistemas	4	12	28
Capacidade de armazenamento total (kWh)	304	1.072	2.128
Potência total em CA (n° de inversores x Pot em kW)	2 x 60	4 x 60	7 x 60

Na modelagem dos sistemas com acoplamento em corrente contínua (Tabela 34), assim como os sistemas fotovoltaicos E15-S1 e E17-S1 são iguais, seus sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos também foram os mesmos. Os sistemas das edificações 18 e 19 possuem mesma potência instalada (E18-S2, E19-S2, E18-S3, E19-S3, E18-S4, E19-S4, E18-S5 e E19-S5) e, por isso, os sistemas de armazenamento modelados possuem a mesma quantidade de bancos de baterias e de inversores. Os maiores sistemas foram os E15-S1 e E17-S1, com 3, 9 e 18 bancos de baterias de 22,1 kWh cada, totalizando 66,2 kWh, 198,7 kWh e 397,4 kWh respectivamente para os Cenários Ponta, Noite e Dia. O menor sistema (E4-S1) foi modelado com apenas 1 banco de bateria no Cenário Ponta (11 kWh), dois no Cenário Noite (33,1 kWh) e seis no Cenário Dia (66,2 kWh).

O número total de bancos de baterias foi de 16 no Cenário Base (com capacidade total de 298 kWh, equivalente à desejada de 297,7 kWh), 48 (mc-Si, com 971,5 kWh) e 47 (CdTe, com 1.018,4 kWh) no Cenário Noite e 96 (mc-Si, com 1.937,5 kWh) e 93 (CdTe, com 2.036,9 kWh) no Cenário Dia. Nesses dois cenários, apesar do maior número de bancos de baterias nos sistemas mc-Si, a capacidade total dos sistemas com essa tecnologia de células

fotovoltaicas foi 2% inferior à desejada, enquanto nos sistemas de CdTe a capacidade total excedeu em 3%, pois a potência dos bancos de baterias utilizados nos sistemas das edificações 18 e 19 foram diferentes (19,3 kWh para mc-Si e 22,1 kWh para CdTe).

Tabela 34. Sistemas de armazenamentos descentralizados do Quartel C3 (Castro, PR)

Sistema	Cenário	mc-Si					CdTe				
		B (kWh)	B _{desejada} (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)	B (kWh)	B _{desejada} (kWh)	Capacidade do módulo (kWh)	Qtde inv. x módulos/inv.	Capacidade do banco (kWh)
E12-S1	Ponta	17,3	22,1	22,1	1x1	22,1	14,2	18,2	19,3	1x1	19,3
	Noite	57,7	73,7	19,3	2x2	77,3	47,3	60,4	19,3	1x3	58,0
	Dia	114,8	146,7	16,6	3x3	149,0	94,2	120,4	19,3	4x3	115,9
E18/E19-S2 E18/E19-S3 E18/E19-S4 E18/E19-S5	Ponta	13,9	17,7	16,6	1x1	16,6	15,0	19,2	19,3	1x1	19,3
	Noite	46,1	59,0	19,3	1x3	58,0	49,9	63,8	22,1	1x3	66,2
	Dia	91,8	117,4	19,3	2x3	115,9	99,4	127,0	22,1	2x3	132,5
E4-S1	Ponta	7,9	10,1	11,0	1x1	11,0	7,4	9,4	8,3	1x1	8,3
	Noite	26,4	33,7	16,6	1x2	33,1	24,5	31,4	16,6	1x2	33,1
	Dia	52,5	67,1	22,1	1x3	66,2	48,8	62,5	22,1	1x3	66,2
E15-S1 E17-S1	Ponta	48,5	61,9	22,1	1x3	66,2	45,8	58,4	19,3	1x3	58,0
	Noite	161,5	206,2	22,1	3x3	198,7	152,4	194,6	22,1	3x3	198,7
	Dia	321,5	410,5	22,1	6x3	397,4	303,4	387,4	22,1	6x3	397,4
Quartel	Ponta	-	297,7	-	16	298	-	297,7	-	16	298
	Noite	-	991	-	48	971	-	991	-	47	1.018
	Dia	-	1.974	-	96	1.937	-	1.974	-	93	2.037

Os valores absolutos e relativos das capacidades totais dos sistemas modelados para cada cenário nos três quartéis são apresentados na Tabela 35. Como se observa, o Quartel C2 possui as maiores capacidades relativas, com valores próximos a 9 kWh/kWp no Cenário Dia, 4,2 kWh/kWp no Cenário Noite e 1,6 kWh/kWp no Cenário Ponta. As menores capacidades relativas são do Quartel C1, com mínimas no Cenário Ponta de 0,67 kWh/kWp e no Cenário Noite de 2,22 kWh/kWp. No Cenário Dia, entretanto, o menor sistema foi projetado para o Quartel C3, com mínimos de 5,07 kWh/kWp. Comparando as capacidades relativas entre os quartéis (Tabela 35), destaca-se o Quartel C1, com capacidades no Cenário Dia sendo mais que 10 vezes superior à capacidade no Cenário Ponta (mc-Si CC e CdTe CC). Percebe-se que no Cenário Ponta, os percentuais do Quartel C2 são os maiores em relação ao total do Cenário Dia no quartel. Os sistemas dos diferentes cenários do Quartel C3 foram os que tiveram menor diferença percentual entre si (menores de 0,77 kWh/kWp e maiores de 5,57 kWh/kWp).

Tabela 35. Capacidades de armazenamento absolutas (em kWh) e relativas (em kWh/kWp) dos sistemas simulados para os quartéis

	Sistema*	Cenário Ponta		Cenário Noite		Cenário Dia	
		Capacidade absoluta (kWh)	Capacidade relativa (kWh/kWp)	Capacidade absoluta (kWh)	Capacidade relativa (kWh/kWp)	Capacidade absoluta (kWh)	Capacidade relativa (kWh/kWp)
Quartel C1 (Manaus, AM)	mc-Si CA	134	0,76	402	2,28	1.216	6,90
	CdTe CA	134	0,74	402	2,22	1.216	6,70
	mc-Si CC	119	0,67	422	2,39	1.217	6,90
	CdTe CC	121	0,67	433	2,39	1.242	6,84
Quartel C2 (Campo Grande, MS)	mc-Si CA	684	1,55	1.824	4,12	3.752	8,48
	CdTe CA	684	1,60	1.824	4,26	3.752	8,76
	mc-Si CC	715	1,61	1.877	4,24	3.894	8,80
	CdTe CC	712	1,66	1.899	4,43	3.916	9,15
Quartel C3 (Castro, PR)	mc-Si CA	304	0,80	1.072	2,81	2.128	5,57
	CdTe CA	304	0,79	1.072	2,78	2.128	5,52
	mc-Si CC	298	0,78	972	2,54	1.938	5,07
	CdTe CC	298	0,77	1.018	2,64	2.037	5,28

*Células em amarelo: comparativo entre cenários por quartel de capacidade relativa.

Células em verde: comparativo entre cenários por quartel de capacidade absoluta.

4.5 Análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos foi analisado inicialmente utilizando três diferentes percentuais de perdas por sujeira para os sistemas mc-Si CA e CdTe CA (4.5.1). As análises mostradas a seguir consideraram simulações com percentual de perdas por sujeira 2 (P2) e são: comparação dos *yields* e PR dos sistemas fotovoltaicos considerando as diferenças nas condições de instalação (ângulo azimutal e inclinação), na localização, nas diferentes células fotovoltaicas e nas formas de acoplamento (4.5.2); e a análise do comportamento térmico das células fotovoltaicas em dias específicos (4.5.3). A geração de energia anual e mensal resultante dos sistemas fotovoltaicos simulados para os quartéis é apresentada em 4.5.4.

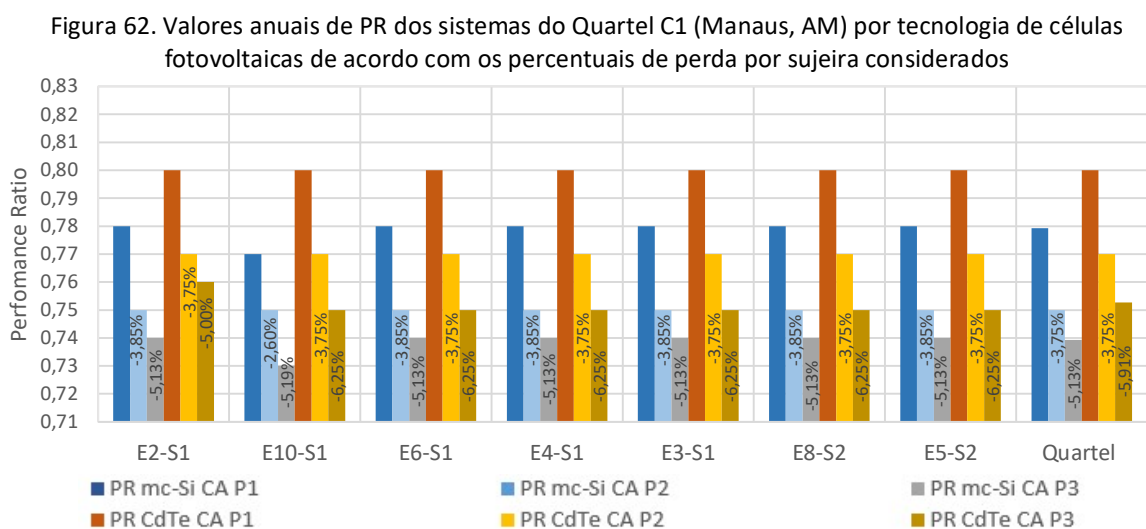
4.5.1 Impacto do percentual de perdas por sujeira

Para investigar a redução do desempenho dos sistemas fotovoltaicos causados por partículas de sujeira sobre a superfície, três percentuais de perdas por sujeira foram considerados nas simulações. O primeiro considerou perdas constantes de 3% para todos os meses (P1). O segundo (P2) e o terceiro (P3) consideraram percentuais de perda variando mensalmente em proporção inversa ao acumulado de precipitação no mês para o ano com piores níveis de chuva na série histórica (P2, de 3% a 11%, e P3, de 5% a 11%). O desempenho

dos sistemas com o menor percentual de perdas (P1) foi superior ao desempenho dos sistemas que consideraram os outros percentuais de perdas para os três quartéis. Entretanto, as reduções no desempenho foram diferentes de acordo com a tecnologia das células fotovoltaicas e com a localização.

Em Manaus, cidade onde se localiza o Quartel C1, o volume de precipitação no ano mais seco variou de 32 mm a 372 mm (1983 – Estação INMET Convencional). Os percentuais anuais de perdas por sujeira considerados foram: P1: 3%; P2: 6,67%; e P3: 8,67%. Dessa forma, de P1 para P2 houve um acréscimo de perdas de 3,67% e de P1 para P3, de 5,67%. Os resultados anuais dos Performance Ratio (PR) por sistema de acordo com os percentuais de sujeira são apresentados na Figura 62, com os percentuais de perdas resultantes nas simulações de cada sistema em relação a P1. Em todos os sistemas, o PR dos sistemas com CdTe foi maior que o dos sistemas com mc-Si.

Considerando P1, todos os sistemas com Telureto de Cádmio resultaram no maior PR (0,80) para os sistemas do Quartel C1, conforme a Figura 62. Para o mesmo percentual de perdas (P1), todos os sistemas com mc-Si tiveram PR de 0,78, exceto E10-S1 (0,77). Esse mesmo sistema apresentou o menor PR entre todos os simulados (0,73 considerando P3), sendo o único diferente de 0,74 nas simulações de silício policristalino com as maiores perdas. Com P2, todos os sistemas com mc-Si tiveram PR de 0,75, enquanto para os com CdTe o PR variou de 0,76 a 0,78. Percentualmente, os PR dos sistemas com CdTe foram superiores aos sistemas com mc-Si em média 2,4%.

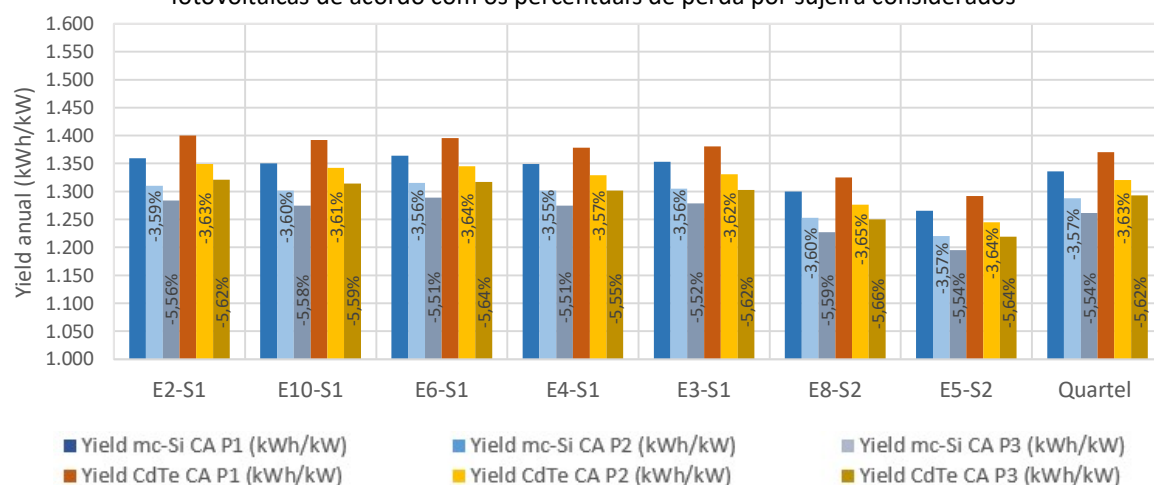


Ao aumentar as perdas de P1 para P3, os PR dos sistemas com CdTe diminuiram relativamente mais que os sistemas com silício policristalino nos sistemas do Quartel C1 (com

exceção de E2-S1), o que não foi observado na mudança de P1 para P2 (Figura 62). Nesse caso, as perdas dos sistemas com mc-Si foram maiores, exceto em E10-S1, cuja diferença foi de 2,60%, única inferior à diferença entre os percentuais de sujeira considerados (2,67%). Em todos os demais e para as duas tecnologias, as perdas foram mais acentuadas que as diferenças entre percentuais considerados. Comparando P1 e P3, os sistemas com mc-Si tiveram perdas percentuais de PR inferiores às diferenças entre os percentuais considerados (menores que 5,67%), enquanto nos sistemas com CdTe foi de 6,25%, acima dos 5,67% (exceto no sistema E2-S1, que foi de 5,00%).

A análise dos *yields* anuais dos sistemas do Quartel C1 (Figura 63) mostra que, no menor percentual de perdas considerado (P1), os *yields* anuais variaram entre 1.265 kWh/kW e 1.364 kWh/kW para os sistemas de silício policristalino e de 1.292 kWh/kW a 1.400 kWh/kW para os sistemas de Telureto de Cádmio. No P2, os maiores *yields* foram de 1.316 kWh/kW (mc-Si) e 1.349 kWh/kW (CdTe) e os menores foram de 1.220 kWh/kW (mc-Si) e 1.245 kWh/kW (CdTe). Considerando as maiores perdas (P3), as simulações dos sistemas de mc-Si resultaram em *yields* que variaram de 1.195 kWh/kW a 1.289 kWh/kW, enquanto os *yields* com P3 nos sistemas com CdTe variaram de 1.219 kWh/kW a 1.321 kWh/kW. Os desempenhos dos sistemas com CdTe foram melhores que os sistemas com mc-Si em todos os sistemas do quartel, com diferença percentual variando de 1,9% (E8-S2 nas três simulações e E3-S1 na P3) a 3,1% (E2-S1 nas três simulações).

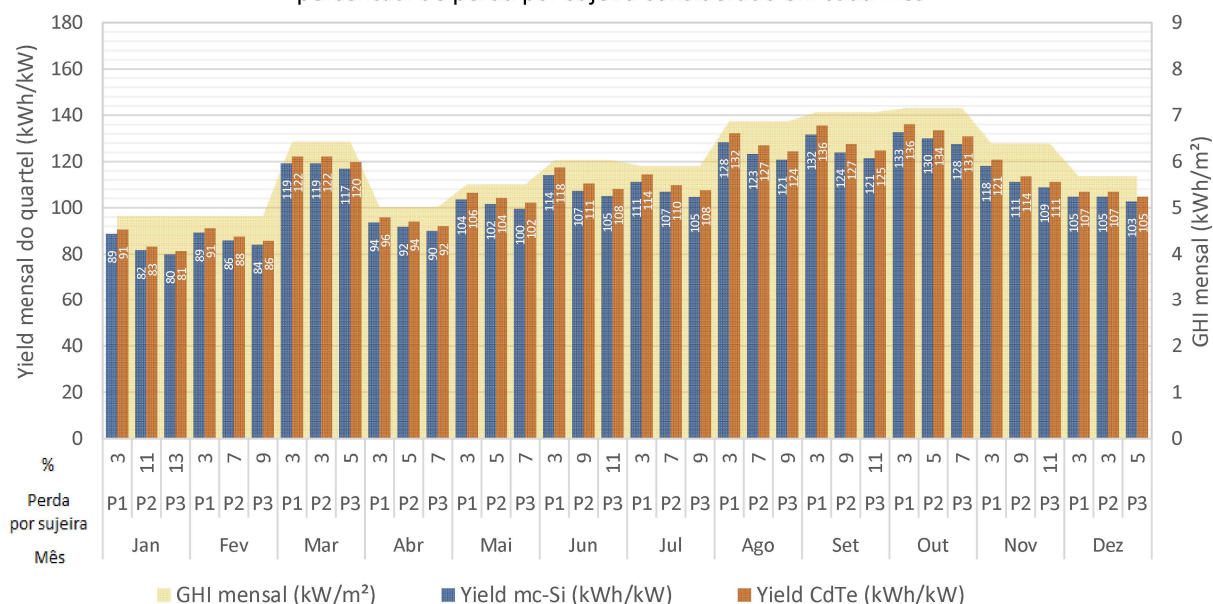
Figura 63. Valores anuais de *yield* dos sistemas do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados



Observou-se para o Quartel C1 que os sistemas com CdTe apresentaram maior sensibilidade em relação à sujeira do que os sistemas com mc-Si (nos percentuais de perdas

considerados, os *yields* de CdTe apresentaram maiores perdas). Para os dois sistemas, as perdas foram inferiores à diferença entre os percentuais de perdas considerados, tanto entre P2 e P1 quanto entre P3 e P1 (Figura 63). Os *yields* ponderados seguiram a mesma tendência, com o desempenho do CdTe 2,5% maior que o do mc-Si. Os resultados foram 1.335 kWh/kW (mc-Si) e 1.365 kWh/kW (CdTe) com o percentual de perda por sujeira menor (P1), 1.288 kWh/kW (mc-Si) e 1.318 kWh/kW (CdTe) com os valores de perda intermediários (P2) e 1.262 kWh/kW (mc-Si) e 1.290 kWh/kW (CdTe) com P3. A análise dos *yields* mensais ponderados confirmou o melhor desempenho dos sistemas de CdTe para todos os meses (Figura 64).

Figura 64. Valores mensais de yield do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de módulos de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês



Não há diferença entre os *yields* quando não há mudança nos percentuais de sujeira considerados. Em março e em dezembro, os percentuais considerados são iguais a 3% em P1 e P2 e os *yields* são iguais: 119 kWh/kW e 122 kWh/kW em março e 105 kWh/kW e 107 kWh/kW em dezembro, respectivamente para mc-Si e CdTe (Figura 64). Nos demais meses, observa-se diferença nos *yields* e, para avaliar os impactos de cada alteração de percentual considerado por mês e por nível de irradiação, os resultados percentuais foram detalhados na Tabela 36. Nas simulações com P1, a menor vantagem do CdTe sobre o mc-Si ocorreu em janeiro (1,93%) e a maior em junho (3,02%), conforme Tabela 36a. Não foi possível relacionar esse resultado com a irradiação, apesar de esperado nesse caso em que os percentuais de perdas por sujeira são iguais em todos os meses. Em fevereiro, mês com mesma irradiação

que janeiro, a diferença foi de 2,06% e, em julho, com níveis próximos a junho, a diferença reduziu para 2,88%. O desempenho anual do CdTe em relação ao mc-Si em P1 foi 2,56% maior.

Tabela 36. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C1 (Manaus, AM) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês

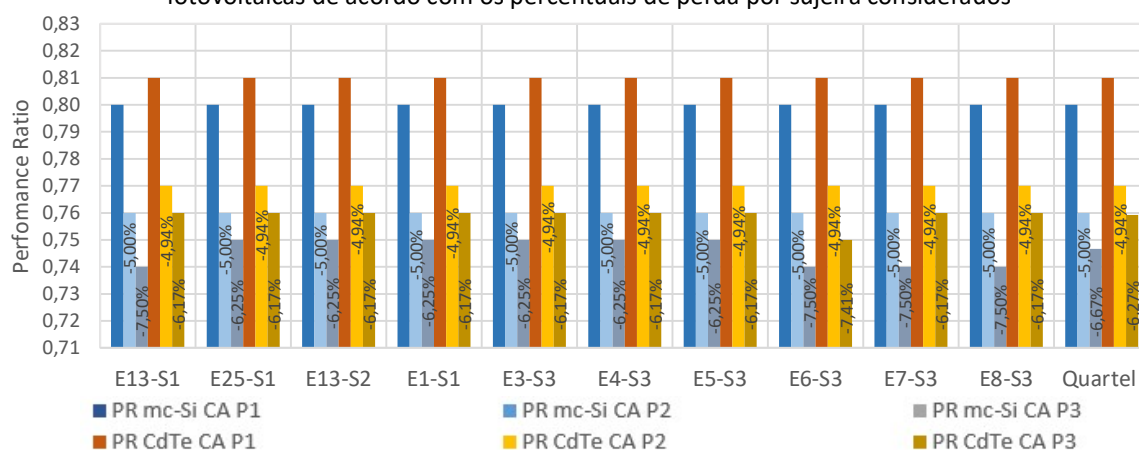
Mês	GHI (kW/m ²)	(a) CdTe em relação a mc-Si			(b) Perdas entre P2 e P1			(c) Perdas entre P3 e P1		
		$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP1}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2-P1}}$			$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3-P1}}$		
					P2-P1	mc-Si	CdTe	P3-P1	mc-Si	CdTe
Jan	4,8	1,93%	1,81%	1,77%	-8%	-7,97%	-8,09%	-10%	-9,98%	-10,12%
Fev	4,8	2,06%	2,01%	1,99%	-4%	-3,95%	-3,99%	-6%	-5,93%	-6,00%
Mar	6,4	2,52%	2,52%	2,49%	0%	0,00%	0,00%	-2%	-1,94%	-1,97%
Abr	5,0	2,34%	2,31%	2,29%	-2%	-1,97%	-2,00%	-4%	-3,96%	-4,01%
Mai	5,5	2,70%	2,66%	2,63%	-2%	-1,97%	-2,00%	-4%	-3,94%	-4,00%
Jun	6,0	3,02%	2,91%	2,88%	-6%	-5,87%	-5,96%	-8%	-7,84%	-7,96%
Jul	5,9	2,88%	2,81%	2,78%	-4%	-3,93%	-3,99%	-6%	-5,90%	-5,99%
Ago	6,9	3,01%	2,94%	2,91%	-4%	-3,90%	-3,97%	-6%	-5,86%	-5,96%
Set	7,1	2,92%	2,82%	2,79%	-6%	-5,86%	-5,95%	-8%	-7,82%	-7,95%
Out	7,2	2,67%	2,64%	2,60%	-2%	-1,94%	-1,97%	-4%	-3,88%	-3,94%
Nov	6,4	2,24%	2,17%	2,14%	-6%	-5,83%	-5,90%	-8%	-7,80%	-7,89%
Dez	5,7	2,05%	2,05%	2,02%	0%	0,00%	0,00%	-2%	-1,96%	-1,99%
Ano	5,9	2,56%	2,51%	2,48%	-4%	-3,57%	-3,63%	-6%	-5,54%	-5,62%

Nota-se que, à medida que os percentuais de sujeira aumentam, a vantagem do desempenho dos módulos de CdTe em relação aos de mc-Si é reduzida (Tabela 36a). Enquanto com P1 (3%) o *yield* do CdTe era 1,93% maior em janeiro, com P3 (13%) reduziu para 1,77%. Com P2 e P3, junho não é mais o mês com maior diferença entre desempenhos, como ocorreu em P1, pois os percentuais de perdas por sujeira adotados nesses meses foram maiores que os adotados em agosto, mês em que a diferença entre CdTe e mc-Si foi a maior nessas situações (2,94% para P2 e 2,91% para P3). Considerando o desempenho da mesma tecnologia com diferentes percentuais de perda (P2 em relação a P1 na Tabela 36b e P3 em relação a P1 na Tabela 36c), percebe-se que as perdas de produtividade dos sistemas de CdTe foram percentualmente maiores que as perdas observadas no desempenho dos sistemas com mc-Si para os diferentes percentuais de sujeira. Além disso, enquanto o mc-Si apresentou redução de desempenho inferior à diferença percentual nas perdas considerada em todos os meses nas duas comparações, as perdas dos sistemas de CdTe foram iguais ou superiores à diferença entre os percentuais de perdas: considerando P2 em relação a P1 em janeiro (Tabela 36b) e considerando P3 em relação a P1 em janeiro, fevereiro, abril e maio (Tabela 36c).

Para Campo Grande, cidade onde se localiza o Quartel C2, em 2006 ocorreram os menores acumulados mensais de precipitação com mínimos de 6 mm em julho e máximos de 210 mm em novembro (estação Automática do INMET). Os percentuais de perdas por sujeira resultaram em valores elevados no período de seca (maio a agosto) e anualmente P2 foi de 7,83% e P3 de 9,83%, contra 3% constantes por mês em P1.

Os valores anuais de PR para cada sistema do Quartel C2 são apresentados na Figura 65. Considerando P1, esse indicador foi o mesmo para todos os sistemas: 0,81 (CdTe) e 0,80 (mc-Si). O PR dos sistemas simulados com o percentual de sujeira P2 foi 0,77 para todos os sistemas de filmes finos e 0,76 para todos os de silício cristalino. Com os maiores percentuais de perda por sujeira (P3), os PR dos sistemas com CdTe foram 0,76, com exceção do E6-S3 (0,75) e nos sistemas com mc-Si variou entre 0,74 e 0,75.

Figura 65. Valores anuais de PR dos sistemas do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados

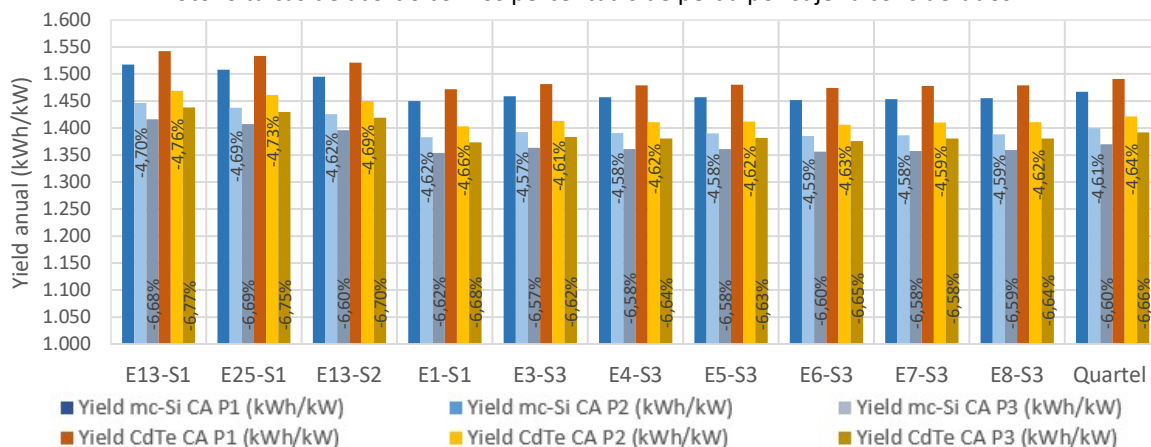


Quando se compara a redução percentual do PR anual das duas tecnologias com as perdas excedentes em comparação a P1 por sistemas, observa-se que considerar 4,83% a mais de perdas (P2-P1) resultou em uma redução maior no PR (todos os sistemas obtiveram perdas superiores a esse percentual), como pode ser visto na Figura 65. Ao analisar as diferenças entre P3 e P1 (6,83% de perdas por sujeira a mais), o comportamento do PR foi menos uniforme. Na maior parte dos sistemas, as perdas resultantes foram menores que 6,83%, com exceção de E13-S1, E6-S3, E7-S3 e E8-S3 (mc-Si) e E6-S3 (CdTe). Na ponderação por quartel, os sistemas de CdTe apresentaram perdas menores que as obtidas nos sistemas de mc-Si e ambas ficaram inferiores à diferença entre os percentuais de perdas considerados (6,83%).

Os *yields* anuais para cada sistema do Quartel C2 (Figura 66) foram maiores que os do Quartel C1. Os intervalos de valores nas simulações com P1 foram de 1.450 kWh/kW a 1.518

kWh/kW para os sistemas com mc-Si e de 1.472 kWh/kW a 1.542 kWh/kW para os sistemas com CdTe. O percentual de perdas por sujeira intermediário (P2) resultou em *yields* de 1.383 kWh/kW a 1.446 kWh/kW (mc-Si) e de 1.403 kWh/kW a 1.469 kWh/kW (CdTe), e os *yields* das simulações com as maiores perdas (P3) variaram de 1.354 kWh/kW a 1.416 kWh/kW (mc-Si) e de 1.373 kWh/kW a 1.438 kWh/kW (CdTe). A diferença percentual de desempenho entre os sistemas com CdTe e com mc-Si foi em média de 1,6% para todas as superfícies nas três condições de acúmulo de sujeira. A menor diferença foi 1,4% (E1-S1 P2 e P3 e E4-S3 P3) e a maior 1,8% (E13-S2 P1).

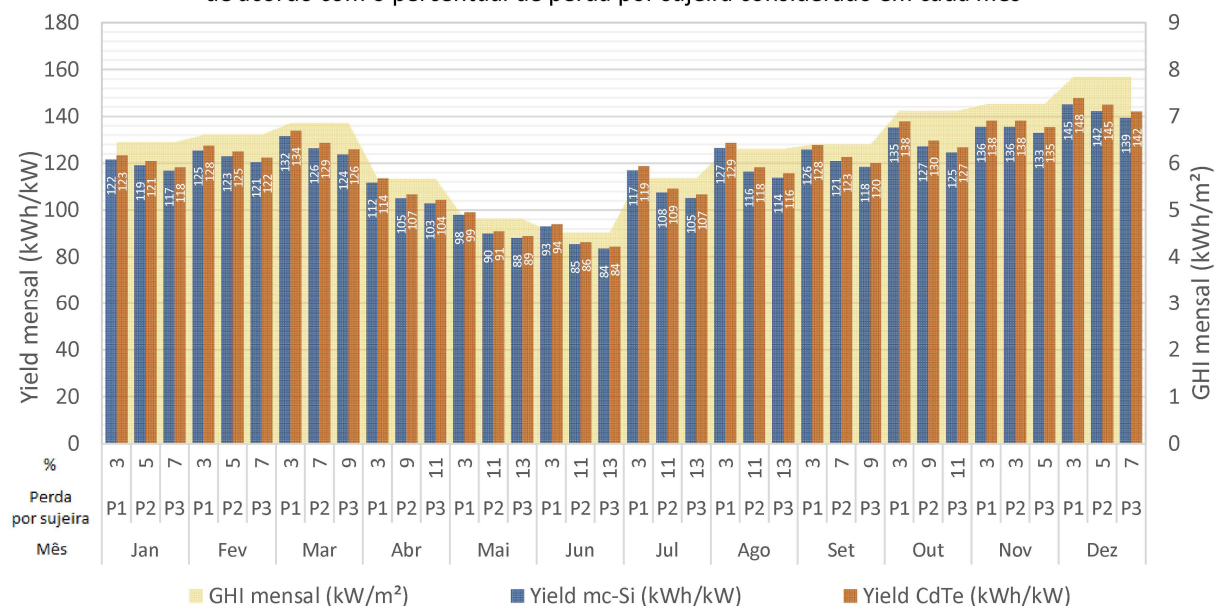
Figura 66. Valores anuais de *yield* dos sistemas do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados



A redução percentual dos *yields* em comparação com a diferença entre percentuais de sujeira acrescidos foi menor entre P2 e P1 e entre P3 e P1, ou seja, todos os sistemas resultaram em perdas menores que 6,83% (Figura 66), diferente do que ocorreu no PR (Figura 65). Entretanto, as perdas percentuais dos sistemas com CdTe foram maiores que as dos sistemas com mc-Si, como ocorreu no PR, apontando também maior sensibilidade dos módulos de CdTe a maiores percentuais de perda por sujeira comparado aos de mc-Si.

Os *yields* anuais ponderados para o quartel foram de 1.467 kWh/kW e 1.491 kWh/kW (P1), de 1.399 kWh/kW e 1.422 kWh/kW (P2) e de 1.370 kWh/kW e 1.392 kWh/kW (P3), respectivamente para mc-Si e CdTe. Ao verificar em base mensal (Figura 67), percebe-se que os menores *yields* (inferiores a 99 kWh/kW) ocorreram em maio e junho, meses de menor irradiação e altos percentuais de perda por sujeira nas simulações com P2 (11%) e P3 (13%), e os maiores *yields*, superiores a 139 kWh/kW, ocorreram em dezembro (maior irradiação e acumulado de precipitação em P3 de 7%). Apenas em novembro, não há diferença no *yield* entre P1 e P2 pois os percentuais de perda por sujeira são iguais (3%).

Figura 67. Valores mensais de yield do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês



Os sistemas com CdTe obtiveram melhor desempenho em todos os meses, com a diferença entre tecnologias sendo maior nos meses com maiores índices de irradiação (de outubro a março) e reduzindo especialmente em maio e junho pela baixa irradiação (Figura 67). Como observado na base anual, os resultados mensais confirmaram a redução percentual do *yield* entre os sistemas CdTe em relação aos de mc-Si à medida que os percentuais de perdas por sujeira aumentaram, como apresentado na Tabela 37.

Tabela 37. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C2 (Campo Grande, MS) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês

Mês	GHI (kW/m²)	(a) CdTe em relação a mc-Si			(b) Perdas entre P2 e P1			(c) Perdas entre P3 e P1		
		$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP1}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2-P1}}$			$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3-P1}}$		
					P2-P1	mc-Si	CdTe	P3-P1	mc-Si	CdTe
Jan	6,4	1,43%	1,41%	1,39%	-2%	-1,99%	-2,01%	-4%	-3,98%	-4,02%
Fev	6,6	1,65%	1,62%	1,60%	-2%	-1,97%	-1,99%	-4%	-3,94%	-3,99%
Mar	6,9	1,82%	1,77%	1,75%	-4%	-3,93%	-3,98%	-6%	-5,90%	-5,98%
Abr	5,7	1,63%	1,56%	1,54%	-6%	-5,99%	-6,05%	-8%	-7,99%	-8,07%
Mai	4,8	1,11%	1,03%	1,01%	-8%	-8,05%	-8,12%	-10%	-10,08%	-10,16%
Jun	4,5	1,05%	0,99%	0,98%	-8%	-8,12%	-8,17%	-10%	-10,16%	-10,22%
Jul	5,7	1,52%	1,45%	1,44%	-8%	-8,06%	-8,12%	-10%	-10,08%	-10,15%
Ago	6,3	1,76%	1,69%	1,67%	-8%	-7,99%	-8,06%	-10%	-10,00%	-10,08%
Set	6,4	1,52%	1,47%	1,45%	-4%	-3,96%	-4,00%	-6%	-5,96%	-6,01%
Out	7,1	1,92%	1,85%	1,83%	-6%	-5,94%	-6,00%	-8%	-7,93%	-8,01%
Nov	7,3	1,91%	1,91%	1,90%	0%	0,00%	0,00%	-2%	-1,96%	-1,98%
Dez	7,8	1,95%	1,93%	1,91%	-2%	-1,95%	-1,97%	-4%	-3,90%	-3,94%
Ano	6,3	1,64%	1,60%	1,58%	-5%	-4,61%	-4,64%	-7%	-6,60%	-6,66%

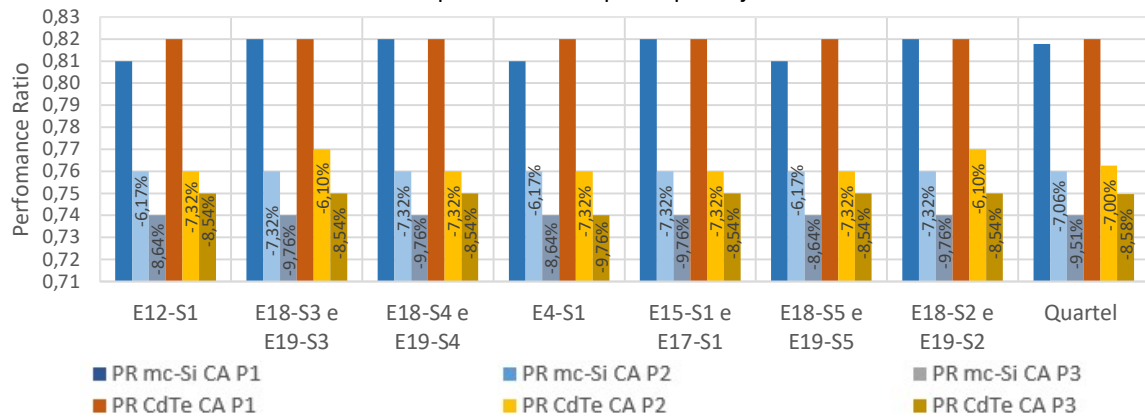
Nas simulações com P1 do Quartel C2, as maiores diferenças de desempenho ocorrem no período de outubro a dezembro (GHI acima de 7 kWh/m²), quando o *yield* do CdTe foi até 1,95% maior que o do mc-Si (dezembro, mês de maior irradiação). A menor diferença ocorreu em junho (1,05%), mês de menor irradiação. Isso sinaliza que maiores índices de irradiação resultaram em melhor performance aos sistemas de CdTe em comparação ao de mc-Si. No clima de Campo Grande (Quartel C2), à medida que o percentual de perda por sujeira aumentou, a diferença do *yield* diminuiu, mas em menor proporção se comparado aos resultados obtidos para Manaus (Quartel C1), conforme dados da Tabela 37a.

Observa-se maior sazonalidade nas diferenças, seguindo o padrão da irradiação de Campo Grande. Essa diferença também pode ser notada comparando a mesma tecnologia de células fotovoltaicas com diferentes percentuais de perdas por sujeira. Em todos os meses, tanto na comparação de P2 com P1 (Tabela 37b) quanto de P3 com P1 (Tabela 37c), os maiores percentuais de perdas por sujeira impactaram mais os sistemas com CdTe (reduções percentuais maiores que as dos sistemas com mc-Si). Em janeiro e de abril a outubro, os sistemas com CdTe apresentaram percentuais de redução iguais ou maiores às diferenças entre os percentuais de perda considerados, o que ocorreu para os sistemas com mc-Si apenas de maio a julho (P2 e P1) e de maio a agosto (P3 e P1). Nos demais meses, os percentuais de redução do *yield* foram inferiores às diferenças, apontando que as perdas por sujeira são mais acentuadas quando os níveis de irradiação são menores (Tabela 37).

O clima do Quartel C3 (Castro, PR) apresenta as maiores diferenças entre as cidades analisadas devido à grande latitude. Os percentuais de perdas por sujeira consideraram os acumulados mensais de precipitação de 2007 (estação Automática do INMET), que foram superiores a 100 mm apenas em janeiro e julho, o que resultou em percentuais de sujeira de 11% (P2) e 13% (P3) em quase todo o ano. Dessa forma, os valores anuais de P2 (10,17%) e P3 (12,17%) foram muito maiores que o de P1 (3%), o que influenciou consideravelmente no desempenho dos sistemas (7,17% e 9,17% a mais de perdas consideradas, respectivamente).

Os PR dos sistemas do Quartel C3 (Figura 68) resultaram nos maiores valores desse indicador dentre os três quartéis ao serem comparados as simulações com percentuais de sujeira iguais a P1 (perdas por sujeira iguais a 3% mensais). Os sistemas desse quartel foram os únicos com PR 0,82 (todos os sistemas de CdTe), e mesmo com os maiores percentuais de perdas por sujeira entre os quartéis (P3), o menor PR foi 0,74.

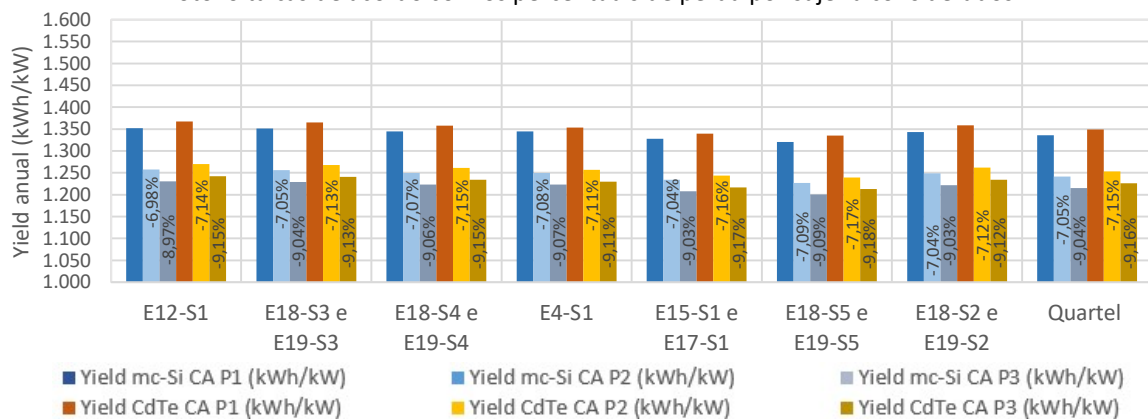
Figura 68. Valores anuais de PR dos sistemas do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados



No Quartel C3, o PR dos sistemas de mc-Si foi igual ao dos sistemas de CdTe (0,82) para 8 dos 12 sistemas simulados considerando P1, e os demais foram 0,81. Com P2, apenas nos sistemas E18-S3/E19-S3 e E18-S2/E19-S2 o PR do CdTe foi maior que o de mc-Si. Já com P3, o CdTe teve melhor desempenho em todos os sistemas, exceto em E4-S1 em que foram iguais a 0,74 (Figura 68). Dessa forma, o PR ponderado foi de 0,82 (P1) e 0,76 (P2), com pequena vantagem para os sistemas de CdTe, e para P3, foi de 0,74 para mc-Si e de 0,75 para CdTe. Diferente do que ocorreu nas simulações nos climas de Manaus e Campo Grande, as reduções do PR com o aumento dos percentuais de perdas por sujeira foram menos uniformes.

Os *yields* dos sistemas do Quartel C3 (Figura 69) foram inferiores aos dos outros dois quartéis devido a seus menores níveis de irradiação mesmo considerando os maiores valores, resultantes das simulações com o percentual de perda por sujeira menor (P1: 1.352 kWh/kW para mc-Si e 1.368 kWh/kW para CdTe). Em P2 e P3, os intervalos foram, respectivamente, de 1.227 kWh/kW a 1.257 kWh/kW e de 1.200 kWh/kW a 1.231 kWh/kW para os sistemas com mc-Si e de 1.239 kWh/kW a 1.270 kWh/kW e de 1.213 kWh/kW a 1.242 kWh/kW para CdTe.

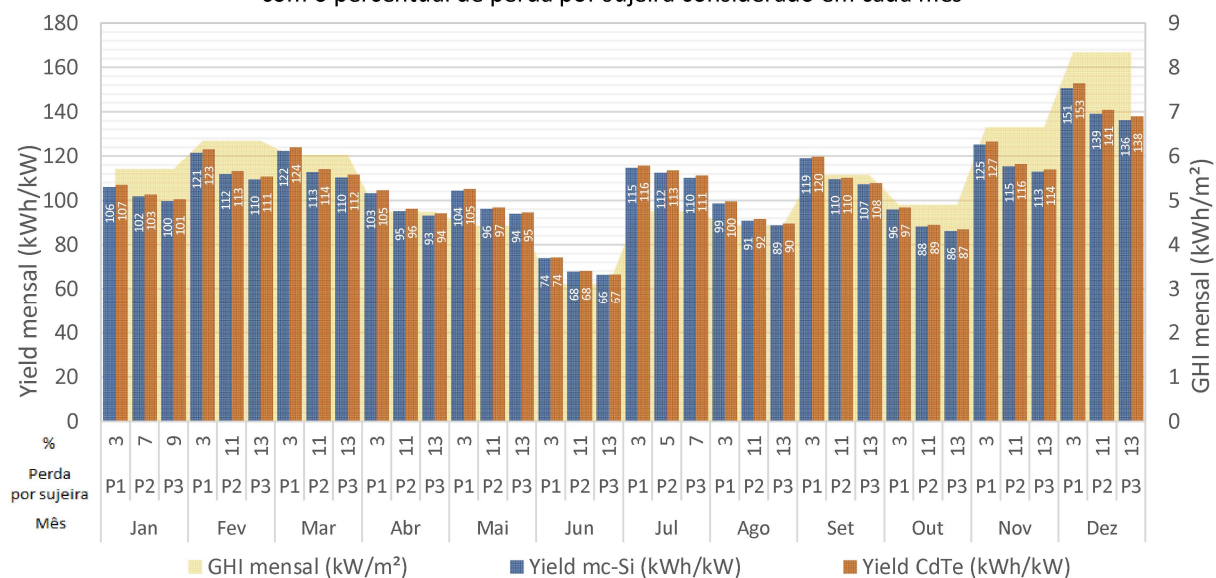
Figura 69. Valores anuais de *yield* dos sistemas do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados



O desempenho dos sistemas com CdTe no Quartel C3 foi, no máximo, 1,2% maior que o dos sistemas de mc-Si (E12-S1 com P1) e, no mínimo, 0,6% maior (E4-S1 nos três percentuais de perda). Para a maior parte dos sistemas, a diferença percentual foi inferior a 1%, valor médio da diferença. A comparação entre as perdas percentuais no *yield* dos sistemas e a diferença entre percentuais de perdas por sujeira adotados mostra que os sistemas com CdTe resultaram em perdas maiores que os sistemas com mc-Si, apontando também maior sensibilidade de CdTe em relação à sujeira se comparado ao mc-Si (Figura 69). Apenas em E18-S5 e E19-S5 (CdTe P3) o percentual foi pouco maior que a diferença (9,18%). Os demais sistemas resultaram em perdas abaixo de 9,17%. Os *yields* ponderados considerando P1 foram 1.336 kWh/kW (mc-Si) e 1.349 kWh/kW (CdTe) e com P2 foram 1.242 kWh/kW (mc-Si) e 1.253 kWh/kW (CdTe). Com as maiores perdas (P3), o *yield* foi de 1.215 kWh/kW para mc-Si e de 1.226 kWh/kW para CdTe. O pequeno intervalo de variação dos *yields* e a proximidade dos valores de *yield* e PR mostraram que as duas tecnologias de módulos resultam em desempenhos semelhantes no clima utilizado como referência para o Quartel C3 (Castro, PR).

Os valores mensais ponderados de *yield* para o Quartel C3 são apresentados na Figura 70. O perfil de geração desse quartel é similar ao que C2 (Campo Grande), com menor *yield* no mês de junho, quando há menor irradiação e pouca precipitação. Nesse mês, o *yield* mensal no pior caso (P3) é de apenas 66 kWh/kW (mc-Si). O mês de maior *yield* é dezembro, com valores maiores que os encontrados ao longo do ano em todos os quartéis considerando P1: 151 kWh/kW (mc-Si) e 153 kWh/kW (CdTe).

Figura 70. Valores mensais de *yield* do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês



Diferente do que foi observado para os outros quartéis, no Quartel C3 as diferenças entre os *yields* dos sistemas de mc-Si e CdTe é pequena (no máximo 2 kWh/kW). No mês de junho, os *yields* são iguais com P1 e P2 (74 kWh/kW e 68 kWh/kW, respectivamente), diferindo apenas nas casas decimais. Como pode ser visto pela Tabela 38a, que apresenta as diferenças percentuais ao longo do ano, no mês de junho (menor irradiação – 3,1 kWh/m²) a diferença foi de 0,33% (P1), 0,27% (P2) e 0,26% (P3), favorável em pequena escala aos sistemas de CdTe. O mês de maior irradiação (dezembro – 8,3 kWh/m²) resultou nas maiores diferenças entre CdTe e mc-Si: 1,49% (P1). Entretanto, a relação irradiação e diferença percentual do desempenho não foi linear nos meses entre esses extremos, mesmo nas simulações com P1, que consideram as perdas por sujeira iguais em todos os meses.

Tabela 38. Comparação dos valores mensais de yield do Quartel C3 (Castro, PR) por tecnologia de células fotovoltaicas de acordo com o percentual de perda por sujeira considerado em cada mês

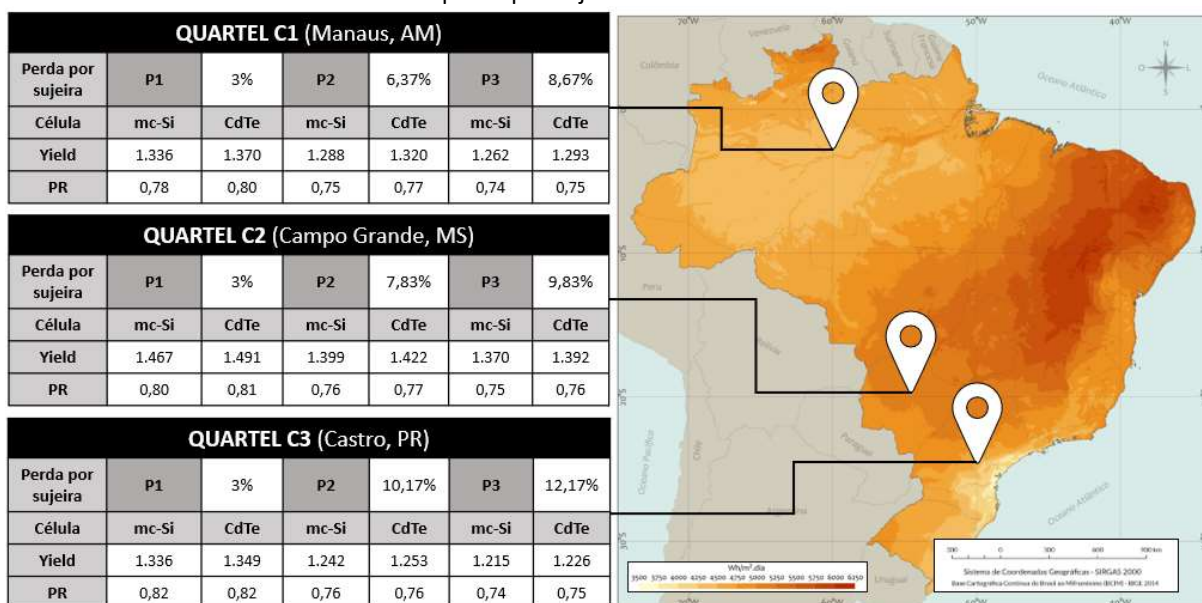
Mês	GHI (kW/m ²)	(a) CdTe em relação a mc-Si			(b) Perdas entre P2 e P1			(c) Perdas entre P3 e P1		
		$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP1}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3}}$	$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP2-P1}}$			$\Delta\text{Yield}_{\text{Quartel-IP3-P1}}$		
					P2-P1	mc-Si	CdTe	P3-P1	mc-Si	CdTe
Jan	5,7	0,94%	0,88%	0,87%	-4%	-3,98%	-4,03%	-6%	-5,99%	-6,05%
Fev	6,3	1,32%	1,19%	1,17%	-8%	-7,82%	-7,93%	-10%	-9,80%	-9,94%
Mar	6,0	1,31%	1,16%	1,13%	-8%	-7,81%	-7,94%	-10%	-9,79%	-9,94%
Abr	4,7	1,20%	1,10%	1,08%	-8%	-7,89%	-7,97%	-10%	-9,87%	-9,98%
Mai	4,4	0,68%	0,59%	0,57%	-8%	-7,94%	-8,02%	-10%	-9,94%	-10,03%
Jun	3,1	0,33%	0,27%	0,26%	-8%	-8,11%	-8,16%	-10%	-10,15%	-10,21%
Jul	4,8	0,92%	0,90%	0,87%	-2%	-1,95%	-1,98%	-4%	-3,91%	-3,96%
Ago	4,4	0,97%	0,87%	0,85%	-8%	-7,90%	-7,99%	-10%	-9,89%	-10,00%
Set	5,6	0,53%	0,42%	0,40%	-8%	-7,88%	-7,98%	-10%	-9,87%	-9,99%
Out	4,9	0,86%	0,80%	0,78%	-8%	-8,04%	-8,10%	-10%	-10,06%	-10,13%
Nov	6,6	1,06%	0,93%	0,90%	-8%	-7,83%	-7,95%	-10%	-9,81%	-9,95%
Dez	8,3	1,49%	1,30%	1,26%	-8%	-7,66%	-7,84%	-10%	-9,61%	-9,82%
Ano	5,4	1,01%	0,90%	0,88%	-7%	-7,05%	-7,15%	-9%	-9,04%	-9,16%

Com os percentuais de perdas por sujeira P2 e P3, percebe-se que nas condições climáticas desse quartel o CdTe também possui desempenho menor à medida que percentuais maiores são considerados, como verificado para as simulações dos Quartéis C1 e C2. Comparando por tecnologia o impacto percentual da redução do desempenho nos diferentes percentuais de perdas por sujeira mensalmente (Tabela 38b e Tabela 38c), os sistemas de CdTe mostraram maiores perdas que os de mc-Si em todos os meses, como observado também nos outros dois quartéis. Em junho e em outubro as perdas para mc-Si são maiores

que a diferença entre os percentuais de perdas adotados. Para CdTe, além desses meses, isso ocorre também em janeiro e em maio.

Uma vez que os quartéis possuem sistemas que variam de acordo com ângulos azimutais e inclinações (os quais são discutidos em detalhes em 4.5.2), optou-se por comparar os valores dos indicadores por quartel, obtidos pela ponderação dos indicadores dos sistemas de acordo com a potência total de módulos fotovoltaicos modelada (Figura 71). Ao considerar os sistemas resultantes das simulações em que foram utilizados para os três quartéis o mesmo percentual de perdas por sujeira (P1, constante e igual a 3% ao longo do ano), as diferenças no desempenho evidenciam mais claramente os efeitos dos diferentes níveis de irradiação. O Quartel C2, localizado na cidade com maior GHI anual entre as cidades (Campo Grande, 4,97 kWh/m²), apresentou os maiores *yields* para as duas tecnologias. O segundo melhor desempenho, entretanto, foi diferente para as duas tecnologias.

Figura 71. Comparação dos valores anuais de *yield* e PR entre os três quartéis de acordo com os percentuais de perda por sujeira considerados



Percebe-se na Figura 71 que os sistemas com mc-Si resultaram em *yields* iguais para os Quartéis C1 e C3, enquanto os sistemas com CdTe foram melhores nos sistemas do Quartel C1. Isso evidenciou a diferença de tecnologia por condições climáticas. As diferenças de desempenho entre sistemas com CdTe e com mc-Si reduziram à medida que a latitude aumentou: a maior diferença ocorreu em C1 (2,56%), a segunda maior em C2 (1,64%) e a menor em C3 (1,01%). Os PR do Quartel C3, por outro lado, foram os maiores (0,82 para mc-Si e CdTe). Em seguida, os do Quartel C2 foram maiores que os de C1.

Com a aplicação de percentuais de perdas por sujeira diferentes por mês com escala baseada nos menores acumulados mensais de precipitação, o desempenho com P2 e P3 do Quartel C2 continuou sendo o maior e o do Quartel C1 ficou superior ao do Quartel C3 para as duas tecnologias dos sistemas devido à maior precipitação no ano. Os melhores desempenhos para os três quartéis foram os dos sistemas com CdTe, mas a vantagem diminuiu à medida que os percentuais de sujeira aumentaram. Além disso, nas condições climáticas de Manaus, a diferença percentual entre os *yields* de CdTe e mc-Si foi maior que para Campo Grande, que foi maior que os *yields* do quartel em Castro (C3).

Dessa forma, para os três quartéis, observa-se maior sensibilidade dos módulos de CdTe à sujeira em comparação com os sistemas de mc-Si. Além disso, o impacto da sujeira nos módulos também está relacionado com os níveis mensais de irradiação. Os meses com menos irradiação, mais perceptíveis nos climas de Campo Grande e Castro, coincidiram com os meses de maiores perdas por sujeira por conta do inverno seco e resultaram em perdas por sujeira mais acentuadas em comparação aos meses com maiores níveis de irradiação.

Os resultados obtidos nas simulações no SAM, mostrando com maior sensibilidade do CdTe em relação ao mc-Si com maiores percentuais de sujeira e reduzida irradiação solar, concordam com o pontuado por DO NASCIMENTO (2019) e QASEM *et al.* (2014) e refletem as maiores perdas da tecnologia de filmes finos com relação ao espectro solar comparado à tecnologia de silício cristalino. As partículas de sujeira funcionam como um filtro, reduzindo a transmitância espectral na faixa do azul, região do espectro em que o CdTe apresenta melhor desempenho, pois seu intervalo de resposta é mais amplo (entre 300 nm a 800 nm).

Considerar maiores e sazonais percentuais de sujeira impactou no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, evidenciando que apesar de sua difícil mensuração, para que os dados reais de geração fiquem mais próximos aos simulados, deve-se computar essas perdas. O impacto difere entre as tecnologias e está relacionado também aos níveis de irradiação.

As diminuições no desempenho foram similares tanto no *yield* quanto no PR. Os menores valores de *yield* significaram menor geração de energia, reduzindo também a quantidade de energia utilizada para compensação junto à distribuidora. Isso tem impactos econômicos e sobre o retorno do investimento e, no caso abordado desse trabalho, pode significar menor autossuficiência energética, exigindo maiores despachos de energia dos sistemas de armazenamento. Para mitigar os efeitos da sujeira, é aconselhável que os quartéis estabeleçam rotinas de limpeza dos módulos nos períodos de menor precipitação. A rotina de

limpeza deve ter frequência maior nos sistemas integrados em superfícies com inclinações menores, que não permitem a autolimpeza pela chuva em comparação à dos sistemas em que a inclinação permite que a chuva faça a limpeza dos módulos.

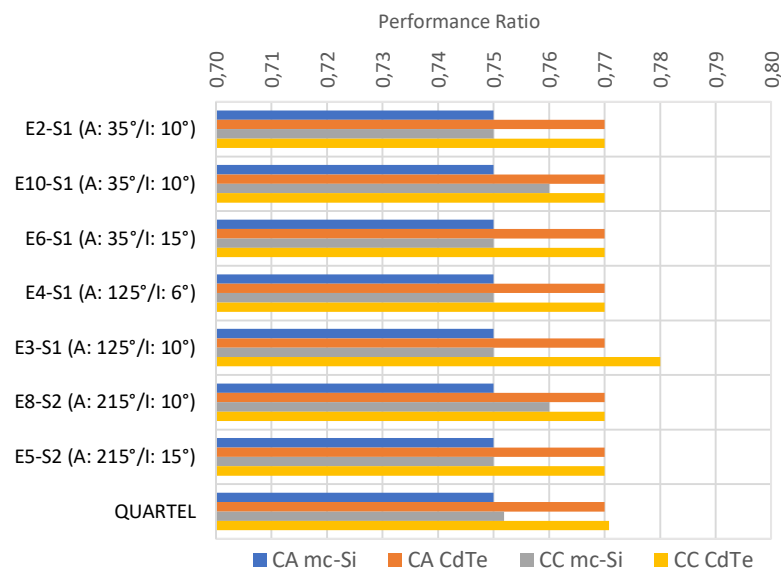
É indicada a utilização de percentuais de perdas por sujeira que variam mensalmente, como os adotados em P2 e P3, e não os considerar iguais ao longo do ano, como ocorreu em P1. Por isso, optou-se por utilizar para as demais análises dos sistemas fotovoltaicos em corrente alternada e para as simulações e análises dos sistemas fotovoltaicos em corrente contínua, os percentuais de perda por sujeira P2.

4.5.2 Desempenho entre os sistemas dos quartéis

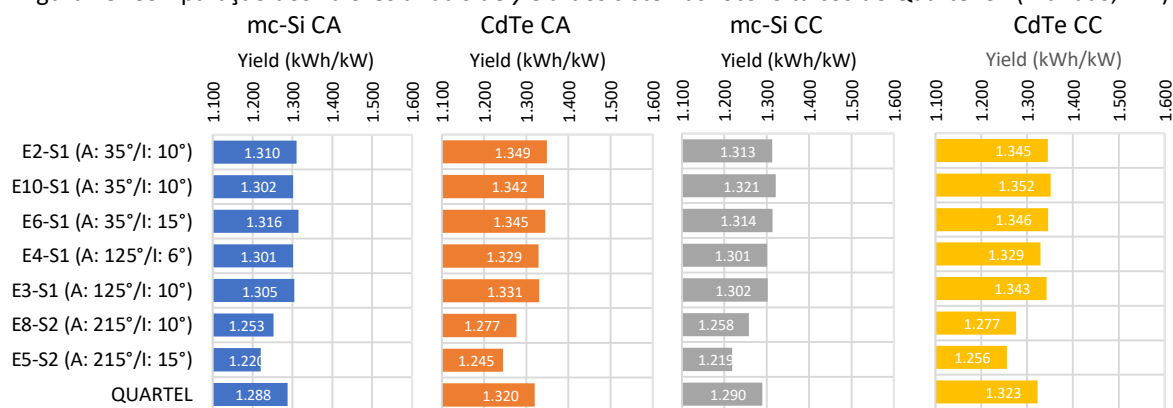
Esta subseção apresenta e compara os resultados de desempenho entre os sistemas fotovoltaicos dos quartéis, que diferem entre si por seus ângulos azimutais (A) e inclinações (I). Os desempenho dos sistemas fotovoltaicos modelados com inversores convencionais, utilizados nas simulações com acoplamento em CA, foram comparados com o desempenho dos sistemas que utilizaram inversores híbridos (acoplamento CC). Nesse caso, considerou-se os sistemas fotovoltaicos utilizados no Cenário Base (sem sistemas de armazenamento), para não haver quaisquer perdas relativas ao sistema de armazenamento acoplado, considerando-se exclusivamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos diferindo entre si pelos módulos e inversores utilizados. Ao final, foram evidenciadas as diferenças de desempenho entre os sistemas dos quartéis (diferenças climáticas).

Dentre os três quartéis utilizados como estudos de caso, o Quartel C1 é o que possui maior variação de ângulos azimutais entre as superfícies que receberam sistemas fotovoltaicos. Dos 7 sistemas simulados, 3 possuem ângulo azimutal no quadrante Norte (35° - E2-S1, E10-S1 e E6-S1), 2 no Leste (125° - E4-S1 e E3-S1) e 2 no Sul (215° - E8-S2 e E5-S2). Com relação aos Performance Ratio obtidos pelos sistemas do Quartel C1 (Figura 72), observa-se o mesmo desempenho para todos os sistemas em CA por tecnologia de célula: 0,75 (mc-Si) e 0,77 (CdTe). Esses valores de PR também ocorreram nos sistemas em CC, com exceção de E10-S1 e E8-S2 para mc-Si (0,76) e de E3-S1 para CdTe (0,78), mostrando pouca diferença resultante entre o uso de inversores híbridos e convencionais.

Figura 72. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)



Com poucas exceções, foi possível identificar patamares nos valores dos *yields* de acordo com os quadrantes dos ângulos azimutais das superfícies (Figura 73). Os *yields* dos sistemas com ângulos a Norte e Leste foram muitos próximos e, dentre eles, o E4-S1 apresentou o pior desempenho quanto ao *yield* para todas as simulações, apesar da análise da integração no Radiasol ter indicado para essa superfície níveis maiores de irradiação em comparação com a superfície do sistema E3-S1. Os resultados para E3-S1 foram ligeiramente maiores.

Figura 73. Comparação dos valores anuais de *yield* dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)

Como apresentado na Figura 73, em ambas as formas de acoplamento e nas duas tecnologias de células fotovoltaicas, as superfícies E8-S2 (inclinação de 10°) e E5-S2 (inclinação de 15°), cujos azimutes estão no quadrante Sul, foram as que apresentaram os menores *yields* para o mc-Si (cerca de 4% a 7% inferiores aos *yields* das demais superfícies), o que reduziu o *yield* ponderado por quartel. Observa-se que, em sistemas com mesmo ângulo azimutal,

aqueles cujas inclinações são menores resultaram em maiores produtividades para a latitude de Manaus (o que era esperado, tendo em vista a latitude local ser de 3°S).

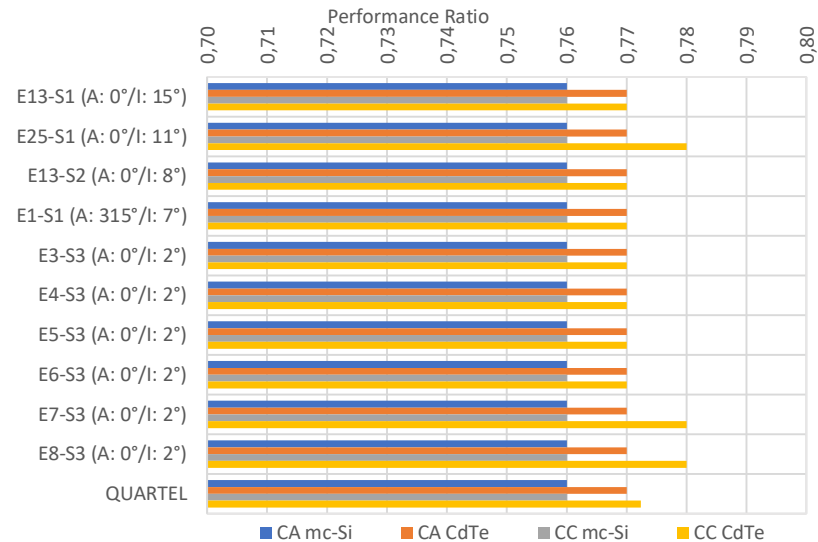
Os sistemas E2-S1 e E10-S1 possuem as mesmas condições de instalação, mas o desempenho de E2-S1 foi melhor para os sistemas em corrente alternada e o E10-S1 foi melhor para o acoplamento CC, devido às diferentes eficiências dos inversores utilizados e configurações das strings (Figura 73). Nas simulações de mc-Si CA, o sistema E6-S1 apresentou o maior *yield* (1.316 kWh/kW) mesmo sendo o sistema com maior inclinação (15°), contrariando os resultados da análise da integração feita no Radasol, que indicou menores níveis de irradiação nessa superfície em comparação às demais com mesmo ângulo azimutal e inclinação de 10°. Isso não ocorreu nas demais simulações, pois o melhor desempenho ocorreu nos sistemas E2-S1 (CdTe CA) e E10-S1 (mc-Si CC e CdTe CC).

Os sistemas com CdTe apresentaram produtividades em média 2,4% superior às dos sistemas de mc-Si. Para o Quartel C1, os *yields* ponderados dos sistemas com CdTe foram de 1.320 kWh/kW (CA) e 1.323 kWh/kW (CC), enquanto os sistemas com mc-Si foram 1.288 kWh/kW (CA) e 1.290 kWh/kW (CC), conforme a Figura 73. A ponderação evidenciou que as simulações em CC resultaram em maiores valores de *yield* que em CA, e isso foi padrão para a maioria dos sistemas nas simulações de CdTe (apenas no sistema E2-S1 o *yield* CA foi maior que o CC, de 1.349 kWh/kW contra 1.345 kWh/kW). Nas simulações com mc-Si, apenas três sistemas apresentaram desempenho melhor em CA (E2-S1, E10-S1 e E8-S2). Entretanto, como as maiores potências instaladas são dos sistemas E2-S1 e de E8-S2 e seus *yields* foram maiores em CC, o quartel apresentou melhor desempenho ponderado em CC.

O Quartel C2, localizado em Campo Grande, possui a maior parte de suas coberturas com orientações Norte-Sul (os ângulos azimutais das coberturas são 0° ou 180°). Por essa razão, 9 dos 10 sistemas modelados para esse quartel possuem ângulo azimutal nulo, que é a condição ideal para esse parâmetro. Entretanto, a inclinação da maioria das superfícies que receberam integração é pequena (de 2°) e, dessa forma, distante da condição ideal, que seriam com inclinação igual à latitude local (de 20°).

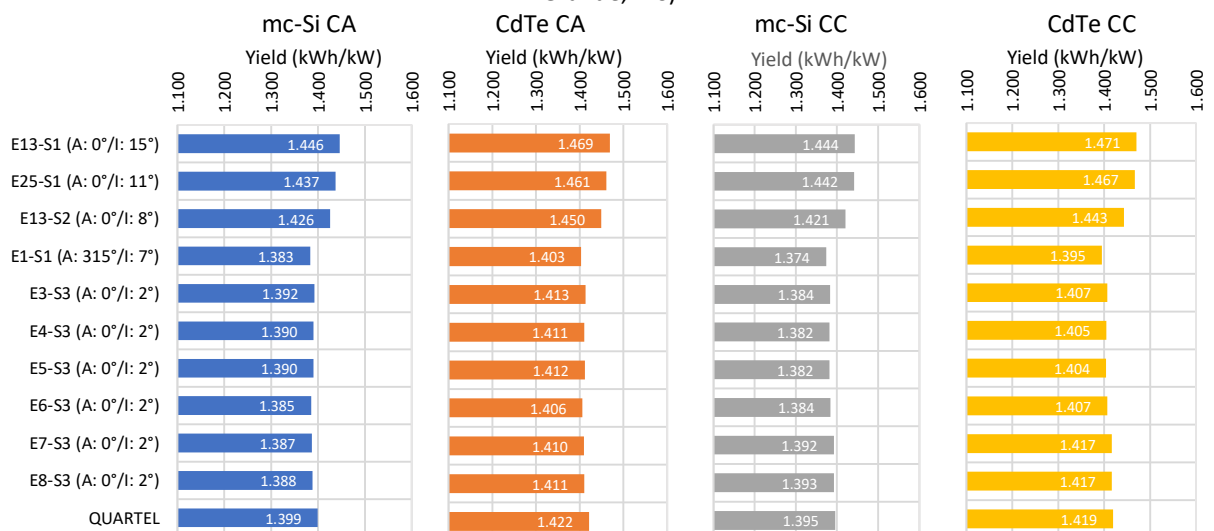
Com relação ao PR, não houve alteração em função das inclinações e dos ângulos azimutais (Figura 74). Todas as simulações com mc-Si resultaram em PR de 0,76 tanto em CA quanto em CC, e todas as simulações com CdTe em 0,77, com exceção dos sistemas E25-S1 CC e E7-S3 CC (0,78). O maior PR dos sistemas de CdTe mostra que essa tecnologia tem menos perdas que os sistemas de mc-Si para os níveis de irradiação de Campo Grande.

Figura 74. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



Os *yields* para os sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 constam na Figura 75. O sistema E1-S1 foi o que obteve menores valores de *yield* em todas as simulações. O ângulo azimutal desse sistema é de 315°, o único que não é nulo dentre os simulados. Apesar da análise da integração realizada no Radiasol ter apresentado níveis anuais de irradiação maiores para essa superfície (inclinação de 7°) em comparação com as superfícies E3-S3, E4-S3, E5-S3, E6-S3, E7-S3 e E8-S3 (todas com inclinação de 2°, mas ângulo azimutal nulo), o desempenho foi pior. Isso mostra uma influência maior do ângulo azimutal nulo sobre o *yield* em comparação com a inclinação. Comparando os demais sistemas (todos com ângulo azimutal 0°), o *yield* dos sistemas com maiores inclinações (E13-S1 15°, E25-S1 11° e E13-S2 8°) foi de 1,8% a 4,5% maior que os obtidos pelos sistemas integrados em superfícies com inclinação de 2°.

Figura 75. Comparação dos valores anuais de yield e PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



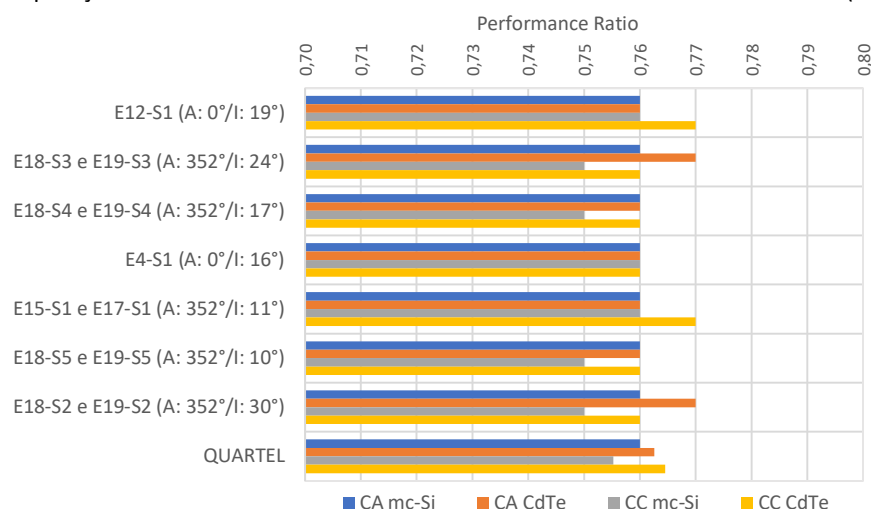
Como visto na Figura 75, os maiores *yields* das simulações foram do sistema E13-S1 e variaram de 1.444 kWh/kW (mc-Si CC) a 1.471 kWh/kW (CdTe CC) e os menores do sistema E1-S1, variando de 1.374 kWh/kW (mc-Si CC) a 1.403 kWh/kW (CdTe CA). Os *yields* dos sistemas com ângulo azimutal nulo e inclinação de 2° foram próximos, variando de 1.382 kWh/kW (E4-S3 mc-Si CC) a 1.417 kWh/kW (E7-S3 e E8-S3 CdTe CC). Os sistemas com CdTe apresentaram um desempenho superior aos sistemas com mc-Si em todas as simulações, com *yields* em média 1,6% maiores. A maior diferença de desempenho foi observada no sistema E13-S1 CC (CdTe com *yield* de 1.471 kWh/kW enquanto mc-Si com 1.444 kWh/kW) e a menor diferença percentual ocorreu em E1-S1 CA (1.403 kWh/kW CdTe e 1.383 kWh/kW mc-Si).

Comparando os dois tipos de acoplamento numa mesma tecnologia de células fotovoltaicas (Figura 75), em apenas 3 sistemas de mc-Si (E25-S1, E7-S3 e E8-S3) o *yield* foi maior no acoplamento CC. Verifica-se que nos sistemas com CdTe, metade dos sistemas (E13-S1, E25-S1, E6-S3, E7-S3 e E8-S3) apresentaram *yield* com acoplamento CC maior que o acoplamento CA. Os valores ponderados de *yield* para o quartel foram maiores no acoplamento CA nas duas tecnologias de módulos: 1.383 kWh/kW em CA contra 1.374 kWh/kW em CC (mc-Si) e 1.403 kWh/kW em CA contra 1.395 kWh/kW em CC (CdTe).

Com relação ao desempenho entre os sistemas modelados para o Quartel C3 (com simulações considerando dados climáticos de Castro, PR), todos os sistemas simulados possuem ângulos azimutais no quadrante Norte, 2 deles com azimute nulo (E12-S1 e E4-S1). Os sistemas das edificações 18 e 19 foram modelados separadamente evitando perdas no inversor devido aos níveis de irradiação em superfícies com inclinações diferentes. Como os sistemas E15-S1 e E17-S1 são idênticos e apresentaram o maior número de módulos integrados, ou seja, a maior potência instalada em CC, o desempenho desses sistemas influenciou fortemente o desempenho ponderado do quartel.

O PR da maioria dos sistemas foi de 0,76 (Figura 76) e este foi valor do PR ponderado para o quartel para todas as configurações de sistema. O sistema E4-S1 foi o único em que o PR foi igual em todas as configurações (0,76). Os sistemas E18-S2/E19-S2 (I: 24°) e E18-S3/E19-S3 (I: 30°) apresentaram particularidades: seus PR foram iguais em todas os sistemas e os sistemas em CA foram os únicos em que o PR com CdTe ficou 0,77 (superior ao PR 0,76 de todos os outros sistemas com mc-Si).

Figura 76. Comparação dos valores anuais de PR dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)



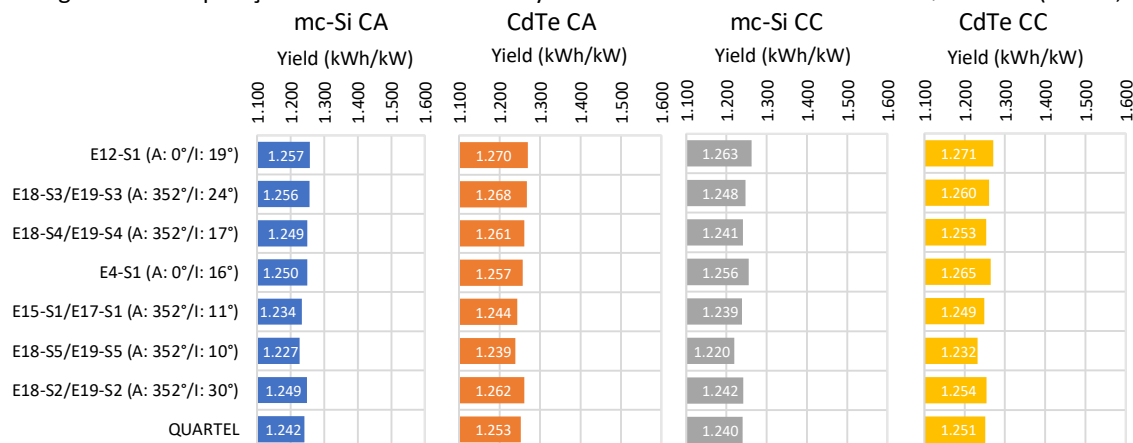
Observa-se na Figura 76 que os sistemas E18-S4/E19-S4 (I: 17°) e E18-S5/E19-S5 (I: 10°) resultaram no mesmo PR em todas as configurações, sendo iguais a 0,76 (CdTe CA e CC e mc-Si CA) e 0,77 (mc-Si CC). As simulações dos sistemas das edificações 18 e 19 em CC resultaram no mesmo PR por tecnologia, mostrando pior desempenho para os sistemas de mc-Si. Para os sistemas E15-S1 e E17-S1, não houve diferença no PR nas simulações em CA, mas em CC o CdTe obteve melhor desempenho (0,77 contra 0,76).

Na Figura 77 são apresentados os *yields* dos sistemas simulados. Em todas as simulações, o melhor desempenho no *yield* foi obtido pelo sistema E12-S1 (A: 0° e I: 19°): 1.257 kWh/kW (mc-Si CA), 1.270 kWh/kW (CdTe CA), 1.263 kWh/kW (mc-Si CC) e 1.271 kWh/kW (CdTe CC). Isso mostra que o ângulo azimutal nulo tem influência maior no desempenho que inclinações mais próximas à latitude para as condições climáticas de Castro, já que os sistemas E18-S3/E19-S3 possuem inclinação de 24° (mais próxima à latitude de 25°) e azimute de 352° e resultaram no segundo melhor desempenho. Os piores *yields* foram obtidos pelos sistemas E18-S5 e E19-S5, cuja inclinação é de 10°: 1.227 kWh/kW (mc-Si CA), 1.239 kWh/kW (CdTe CA), 1.220 kWh/kW (mc-Si CC) e 1.232 kWh/kW (CdTe CC).

Percebe-se na Figura 77 que os sistemas com CdTe para Castro resultaram em melhores desempenhos que os sistemas com mc-Si. A diferença percentual do *yield* foi pequena (no máximo 1%) em todos os sistemas. Os *yields* ponderados por quartel foram de 1.242 kWh/kW (mc-Si CA), 1.253 kWh/kW (CdTe CA), 1.240 kWh/kW (mc-Si CC) e 1.251 kWh/kW (CdTe CC). Comparando os sistemas em CA e em CC, observa-se que os inversores híbridos resultaram em pior desempenho em ambas as tecnologias de células fotovoltaicas

nos sistemas E18-S2/E19-S2, E18-S3/E19-S3, E18-S4/E19-S4 e E18-S5/E19-S5, com *yields* até 0,7% menores que os obtidos pelos sistemas com inversores convencionais.

Figura 77. Comparação dos valores anuais de yield dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)

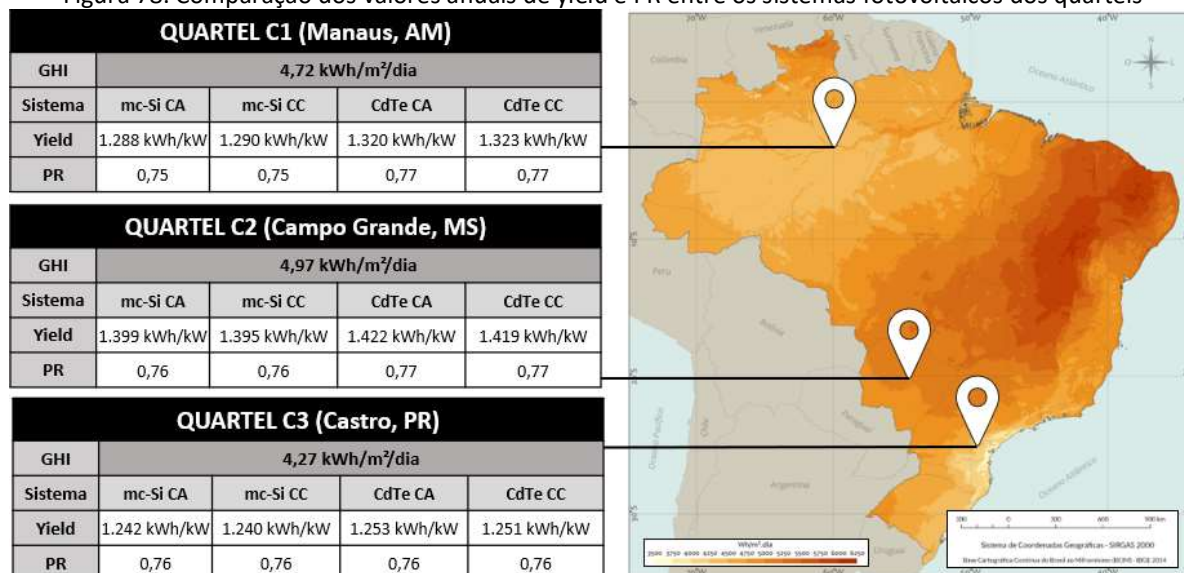


Comparando os diferentes sistemas das edificações 18 e 19 (Figura 77), diferentes entre si apenas pela inclinação, observa-se que a inclinação que resultou em melhor desempenho foi 24° (E18-S3 e E19-S3). Esses sistemas foram os que mais se aproximaram da inclinação ideal (latitude de 25°). O desempenho dos sistemas com inclinações de 17° e 30° (E18-S4 e E19-S4 e E18-S2 e E19-S2, respectivamente) foram praticamente iguais para todas as simulações, com pequena vantagem para os sistemas com maior inclinação. Finalmente, os sistemas E18-S5 e E19-S5, que possuem inclinação de 10°, apresentaram o pior desempenho entre as quatro inclinações (*yields* próximos a 1.230 kWh/kW). Os resultados mostraram um máximo de produtividade com a inclinação igual à latitude, que reduz com o aumento da inclinação além do valor da latitude, ficando similar ao resultado de inclinações menores.

Os indicadores de desempenho ponderados de acordo com a potência instalada de módulos dos três quartéis estão sumarizados na Figura 78. Como esperado pelos diferentes níveis de irradiação das cidades, os *yields* do Quartel C2 são os maiores, seguidos do Quartel C1 e, por último, está o Quartel C3. Comparando o Quartel C2 e o Quartel C1, os sistemas resultaram em desempenho aproximadamente 8% maior. Já entre o Quartel C2 e o Quartel C3, os *yields* foram 13% superiores para as duas tecnologias de células fotovoltaicas. O desempenho dos sistemas com módulos de células fotovoltaicas de CdTe variou de forma mais acentuada nas diferentes condições climáticas. Nos três quartéis, essa tecnologia de células apresentou maiores valores de *yield*, mas com diferenças percentuais em relação aos *yields* dos sistemas com mc-Si variando de acordo com o clima. Enquanto nos sistemas do Quartel

C1 os desempenhos dos sistemas CdTe em relação ao mc-Si foram próximos a 2,5%, a diferença foi reduzida a 1,6% no Quartel C2 e no Quartel C3 foi de só 0,9%.

Figura 78. Comparação dos valores anuais de yield e PR entre os sistemas fotovoltaicos dos quartéis



Com os percentuais de perda por sujeira anuais diferentes para cada quartel, nos três casos o PR variou de 0,75 a 0,77, com maiores valores para os sistemas de CdTe nos Quartéis C1 e C2, e com valores iguais a 0,76 para todos os sistemas do Quartel C3 (maiores perdas por sujeira consideradas). A diferença entre tecnologias de células fotovoltaicas pode ser notada, já que a diferença maior entre o PR do CdTe e do mc-Si ocorreu no Quartel C1 (0,77 contra 0,75), diminuiu para o Quartel C2 (0,77 contra 0,76) e não ocorreu no Quartel C3 (iguais a 0,76). Não foram observadas diferenças consideráveis no PR entre os sistemas com inversores híbridos e inversores convencionais.

Observa-se na Figura 78 que, para Campo Grande e Manaus, a utilização dos sistemas de CdTe tornou os sistemas fotovoltaicos integrados às edificações mais produtivos, o que não aconteceu significativamente para Castro. Para uma avaliação melhor desse comportamento, comparou-se *yields* de sistemas, e não os ponderados, que levam em consideração as potências instaladas, aumentando ou diminuindo o desempenho do quartel. Selecionou-se um sistema por quartel de acordo com a diferença percentual da irradiação que a respectiva superfície recebeu na análise da integração em relação às condições ideais de irradiação (4.1). Os sistemas selecionados e seus PR e *yield* anuais são apresentados na Tabela 39. As diferenças da irradiação das superfícies em comparação com a irradiação nas condições ideais de instalação foram de -0,36% para os sistemas de C1 e C2 e de -0,14% para o sistema do

Quartel C3. Anualmente, os maiores *yields* são obtidos no sistema de Campo Grande e os menores em Castro. Utilizar módulos de CdTe é preferível nos três sistemas comparados, entretanto, a discrepância entre o desempenho dos módulos com células de CdTe contra os módulos mc-Si é maior no Quartel C2 (maior irradiação) e menor no Quartel C3 (menor irradiação).

Tabela 39. Sistemas selecionados para a análise do desempenho nos três climas

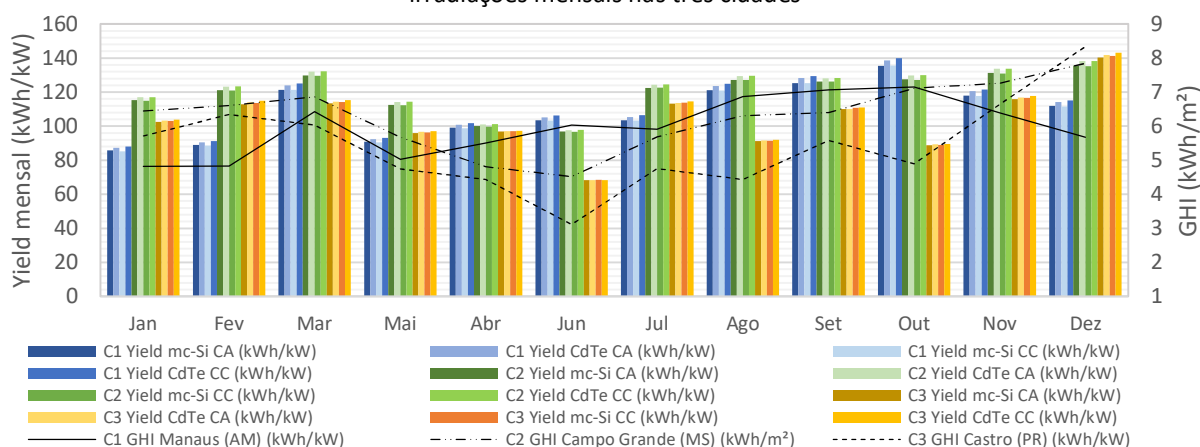
		Quartel C1	Quartel C2	Quartel C3
Sistema		E3-S1	E13-S1	E4-S1
Dif. Irrad_{sup}/Irrad_{ideal}		-0,36%	-0,36%	-0,14%
Irrad_{sup}		6.046 Wh/m ²	6.788 Wh/m ²	5.888 Wh/m ²
Azimute		125°	0°	0°
Inclinação		10°	15°	16°
Yield (kWh/kW)	mc-Si CA	1.305	1.446	1.250
	mc-Si CC	1.302	1.444	1.256
	CdTe CA	1.331	1.469	1.257
	CdTe CC	1.343	1.471	1.265
PR	mc-Si CA	0,75	0,76	0,76
	mc-Si CC	0,75	0,76	0,76
	CdTe CA	0,77	0,77	0,76
	CdTe CC	0,78	0,77	0,76

No Quartel C1, o desempenho dos sistemas CdTe CC foi superior em 3,1% (*yield*) e 4% (PR) aos mc-Si CC (Tabela 39). A diferença de desempenho no sistema do Quartel C2 foi maior quando são comparados os desempenhos dos sistemas com inversores convencionais. No Quartel C3, a diferença entre os tipos de inversores utilizados foi menor, com *yield* no máximo 0,7% maior nos sistemas com inversores híbridos e com valores iguais de PR independentemente de tecnologia de células fotovoltaicas e do tipo de inversor utilizado. Nos três quartéis, o maior *yield* obtido pelos sistemas com módulos com CdTe foi com inversores híbridos, com maior diferença ocorrendo em Manaus. Já com mc-Si, nos Quartéis C1 e C2 os sistemas em CA resultaram maior *yield*, enquanto no C3 o maior foi do sistema em CC.

Na Figura 79 os *yields* mensais dos três sistemas comparados são apresentados e relacionados com a irradiação nas cidades. O desempenho no Quartel C2 foi superior aos demais na maior parte do ano (em dez meses foram superiores a 115 kWh/kW). Em junho, afetado pela redução de irradiação nos meses de inverno (que não ocorre em Manaus), o desempenho do Quartel C2 foi pior que o do Quartel C1. Em outubro, o Quartel C1 também teve um melhor desempenho (mês de maior produtividade para o sistema do Quartel C1) e, em dezembro, o sistema do Quartel C3 ficou à frente, pois os níveis de irradiação de Castro

nesse mês foram os maiores dentre os analisados e resultaram em *yields* mensais superiores a 140 kWh/kW. A sazonalidade dos níveis de irradiação decorrente da grande latitude de Castro produziu esses resultados e o sistema do Quartel C3 apresentou o pior desempenho, verificado no mês de junho (*yields* abaixo de 70 kWh/kW). Entre janeiro e abril e em julho, os valores de *yield* do sistema do Quartel C3 foram superiores aos do sistema do Quartel C1.

Figura 79. Comparação dos valores mensais de *yield* entre os sistemas fotovoltaicos dos três quartéis e as irradiações mensais nas três cidades



Os *yields* mensais dos sistemas comparados mostram que nos menores níveis de irradiação a diferença no desempenho entre as tecnologias de células fotovoltaicas reduz. Em junho, mês de pior desempenho do Quartel C3 (e dos demais analisados), os *yields* mensais foram próximos a 68 kWh/kW nos quatro sistemas, com valores ligeiramente maiores para os sistemas de mc-Si (Figura 79). Essa foi a única ocorrência entre os meses e os quartéis analisados, sugerindo desempenho melhor dos sistemas de mc-Si frente ao CdTe em condições de menores índices de irradiação. O oposto é verificado também: quando há mais recurso solar, os sistemas de CdTe resultam em melhor desempenho.

Dessa forma, os módulos da tecnologia de Telureto de Cádmio são os mais indicados para os sistemas fotovoltaicos dos três quartéis, mesmo sendo mais afetados pelas perdas por sujeira (conforme discutido em 4.5.1). Entretanto, para uma análise mais precisa da viabilidade, é necessário que sejam elencados outros parâmetros, especialmente em quartéis localizados em cidades com baixos índices anuais de irradiação, como é o caso do Quartel C3. Uma contribuição nesse sentido é apresentada na subseção seguinte, tratando do impacto das temperaturas das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas. Não é possível afirmar os melhores resultados entre os desempenhos dos sistemas com inversores híbridos e inversores convencionais.

4.5.3 Impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho

A análise do impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas no desempenho dos sistemas dos três quartéis foi conduzida considerando os sistemas que resultaram nos maiores valores de *yield* nas simulações com acoplamento em corrente alternada de cada quartel para as duas tecnologias (Tabela 40a). Os três sistemas possuem ângulo azimutal no quadrante norte (Quartel C1 a 35° e os outros dois a 0°) e possuem inclinações superiores a 10°. Os desempenhos foram avaliados pelos *yields* horários.

Tabela 40. Sistemas e dias escolhidos para a análise do impacto da temperatura das células fotovoltaicas no desempenho

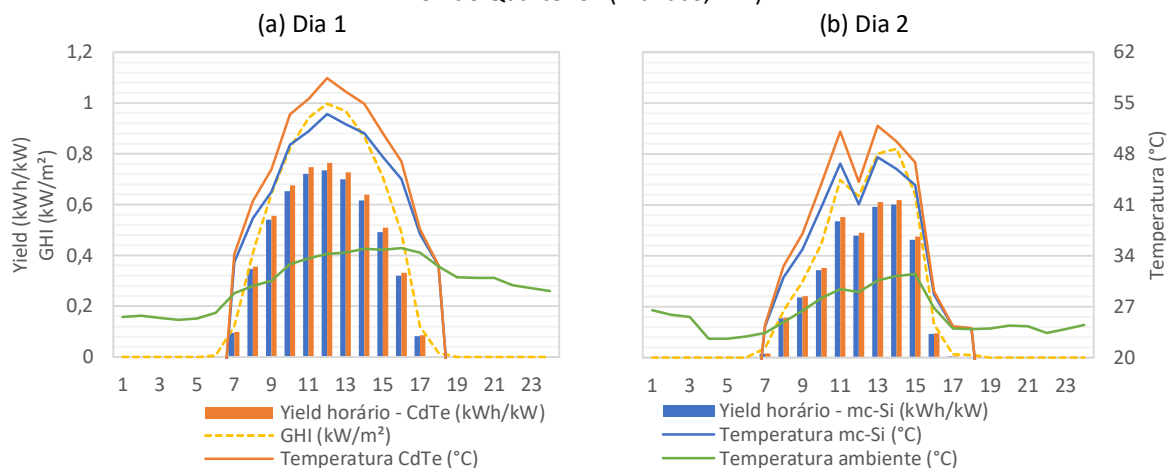
	(a) Sistema		(b) Dia 1				(c) Dia 2			
	Código	Irrad ^{sup} (W/m ² .ano)*	Maiores GHI anuais (W/m ² /dia)	Data	GHI diária (W/m ²)	Temperatura média (°C)	GHI médios anuais (W/m ² /dia)	Data	GHI diária (W/m ²)	Temperatura média (°C)
Quartel C1	E2-S1	199,21	296,9	16/11	296,9	28,8	196,5	04/04	198,3	27,3
				30/10	296,3	30,4		16/03	196,4	27,8
				18/11	294,4	27,1		10/09	196,4	25,8
				29/10	291,0	29,4		12/04	195,7	26,4
				07/10	291,0	29,5		17/10	195,7	28,0
Quartel C2	E13-S1	217,36	350,2	04/12	350,2	21,7	206,9	28/01	208,5	24,0
				17/12	347,9	26,1		05/09	208,4	19,7
				14/11	333,3	25,1		30/09	207,9	26,0
				16/12	328,0	24,9		20/03	207,7	23,4
				24/11	324,2	29,1		17/05	205,9	20,5
				Quartel C3	E12-S1	189,61		368,6	04/12	368,6
15/11	346,6	20,3	10/12				178,6		20,9	
14/12	344,7	17,8	14/07				178,1		11,8	
19/12	342,5	19,9	16/07				177,6		10,6	
30/11	336,3	20,5	19/07				177,4		13,4	

*Obtidos no SAM por meio da *string* de 8.760 horas do ano “Subarray 1 POA front irradiance nominal”

Os dias escolhidos obedeceram aos seguintes critérios: as médias diárias de irradiação foram ranqueadas da maior para a menor; dentre os cinco dias com maiores GHI no ano para cada cidade, selecionou-se aquele cuja média de temperatura foi a maior (Dia 1, conforme Tabela 40b); dentre os cinco dias com valores médios de GHI diário próximos à média de GHI no ano, selecionou-se aquele cuja média de temperatura foi a menor (Dia 2, conforme Tabela 40c). Os dados de irradiação e de temperatura foram obtidos dos arquivos climáticos utilizados nas simulações. Ressalta-se que o SAM só considera as temperaturas das células nos períodos de irradiação, razão pela qual nos demais períodos a temperatura é nula.

Os *yields* horários, a temperatura ambiente e as temperaturas das células fotovoltaicas do sistema do Quartel C1 são apresentadas na Figura 80. Nas condições climáticas desse quartel (Manaus), as células de CdTe apresentaram produtividade superior às células de mc-Si em todas as horas do dia. No Dia 1 (Figura 80a), a diferença foi maior nas horas com os maiores níveis de irradiação e nas horas com maior diferença entre as temperaturas de operação das células fotovoltaicas. A diferença foi de 4% nos horários de maior diferença de temperatura, ou seja, ao meio-dia (diferença de 4,9°C entre as temperaturas de operação do CdTe e do mc-Si). Nesse horário ocorreu a maior diferença entre as temperaturas de operação das células e a temperatura ambiente (19,3°C para mc-Si e 24,2°C para CdTe). No Dia 2 (Figura 80b), observa-se produtividade 3% maior quando a diferença de temperatura entre as células foi a maior (de 4,4°C às 10h) e com maiores diferenças entre as temperaturas de operação e a ambiente. No Dia 2, entretanto, a maior diferença entre os *yields* ocorreu ao meio-dia (3,2%), com diferença de temperatura de 4,3°C. A diferença entre as temperaturas de operação e ambiente no Dia 2 foram menores: no máximo 17,3°C (mc-Si) e 21,7°C (CdTe).

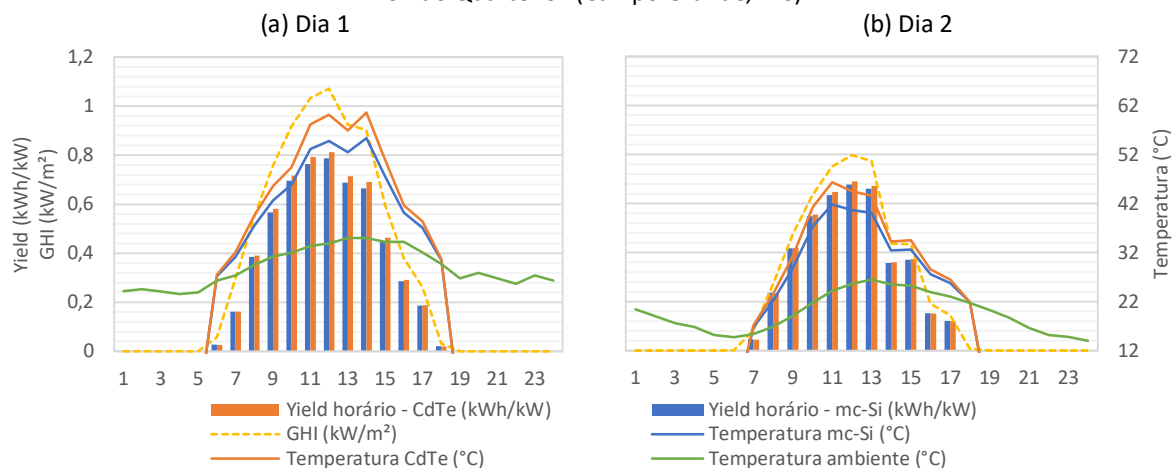
Figura 80. *Yields* horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C1 (Manaus, AM)



No Dia 1 do Quartel C2, localizado em Campo Grande (Figura 81a), o *yield* do sistema com CdTe é maior que o do sistema com mc-Si em todas as horas de irradiação (máxima diferença de 4% às 13h e diferença entre a temperatura das células de CdTe e de mc-Si é superior a 5,2°C). Quando a irradiação supera 1 kWh/m² (11h e 12h), a diferença percentual é de 3,7% e 3,3%, respectivamente, com diferenças de temperatura superior a 5°C. As maiores diferenças entre as temperaturas de operação e a ambiente ocorrem às 11h (20,9°C para mc-Si e 26,3°C para CdTe). No Dia 2 do Quartel C2 (Figura 81b), quando todos os níveis de irradiação horária foram menores que 0,8 kW/m² (12h), o CdTe apresentou melhor

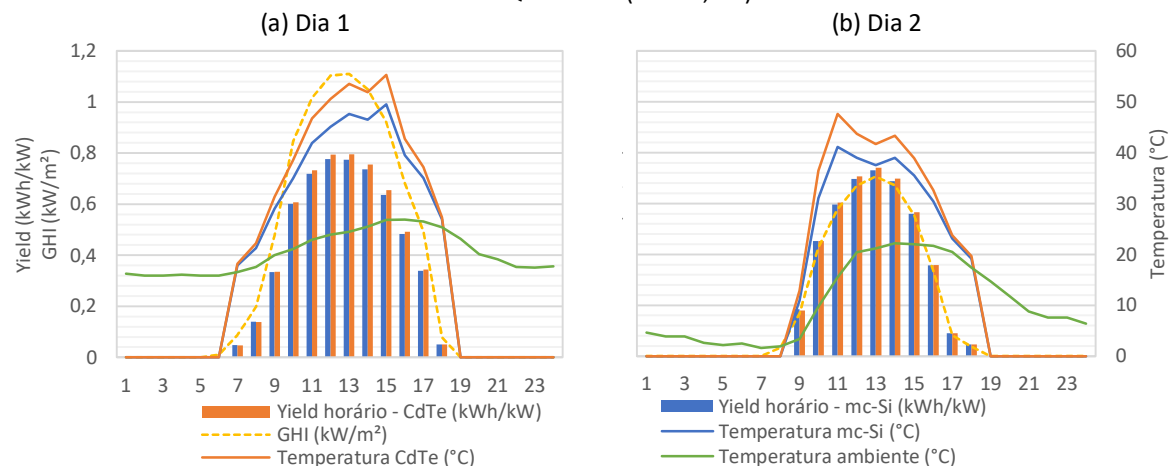
desempenho em todas as horas, exceto nas horas de menor irradiação (7h e 17h), mas a diferença entre os *yields* é reduzida para no máximo 1,9%. Esse percentual é o encontrado quando há maior diferença entre temperatura das células (11h, de 4,5°C), mesmo horário das máximas diferenças entre as temperaturas de operação e ambiente (17,6°C para mc-Si e 22,1°C para CdTe).

Figura 81. *Yields* horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



Para o Quartel C3 (localizado em Ponta Grossa, mas com dados climáticos de Castro, PR), as células de CdTe resultaram em um desempenho superior em até 2,9% às de mc-Si no Dia 1 às 15h, quando a diferença de temperatura entre as células é 5,7°C, conforme Figura 82a. Nesse dia a irradiação supera 1 kWh/m² das 10h às 14h. A maior diferença entre as temperaturas das células, entretanto, ocorreu às 12h (5,9°C), e a diferença percentual do *yield* foi de 2,6%. Nesse horário, ocorre também as maiores diferenças entre temperaturas de operação e ambiente no Dia 1 entre os três quartéis: 23,1° (mc-Si) e 29,0° (CdTe).

Figura 82. *Yields* horários, GHI, temperatura ambiente e temperatura das células dos sistemas fotovoltaicos em CA do Quartel C3 (Castro, PR)



No Dia 2 do Quartel C3 (Figura 82b), quando a maior irradiação horária é de 0,7 kWh/m², a diferença entre os *yields* foi menor, atingindo no máximo 1,5% (13h e 4,3°C de diferença) e 1,4% (11h e 4,7°C de diferença). Às 10h, observa-se as maiores diferenças entre temperatura de operação e ambiente dentre todos os quartéis nos dois dias analisados: 25,6°C (mc-Si) e 32,1°C (CdTe). Diferente dos outros quartéis, para o sistema do Quartel C3, o mc-Si apresentou desempenho levemente superior ao CdTe nas primeiras horas (6h e 7h) nos dois dias analisados (Figura 82). No Dia 2, o desempenho das células de mc-Si e de CdTe foram iguais às 16h e às 17h o mc-Si superou o CdTe. Isso mostra que em horários com níveis de irradiação menor, as células de CdTe têm pior desempenho que as células de mc-Si. As maiores diferenças entre as temperaturas de operação e ambiente resultam em maiores dissipações de calor, tornando os desempenhos das células fotovoltaicas mais parecidos nessa localidade.

As simulações evidenciaram a relação entre a temperatura das células e os níveis de irradiação. Os resultados mostraram que as células fotovoltaicas de CdTe atingiram maiores temperaturas de operação que as células de mc-Si para os três quartéis em todas as horas dos dias escolhidos, com temperaturas máximas superiores a 55°C no Dia 1 e a 47°C no Dia 2 para o Quartel C3 (dados climáticos de Castro, com menores temperaturas ambientes). No Quartel C2, a temperatura máxima foi de quase 61°C no Dia 1 e no Quartel C1 foi de 52°C no Dia 2. O Quartel C3 foi o que apresentou as maiores diferenças entre as temperaturas de operação das células fotovoltaicas e a temperatura ambiente. Isso ocasionou maior dissipação de calor por parte das células e o desempenho delas fica mais parecido.

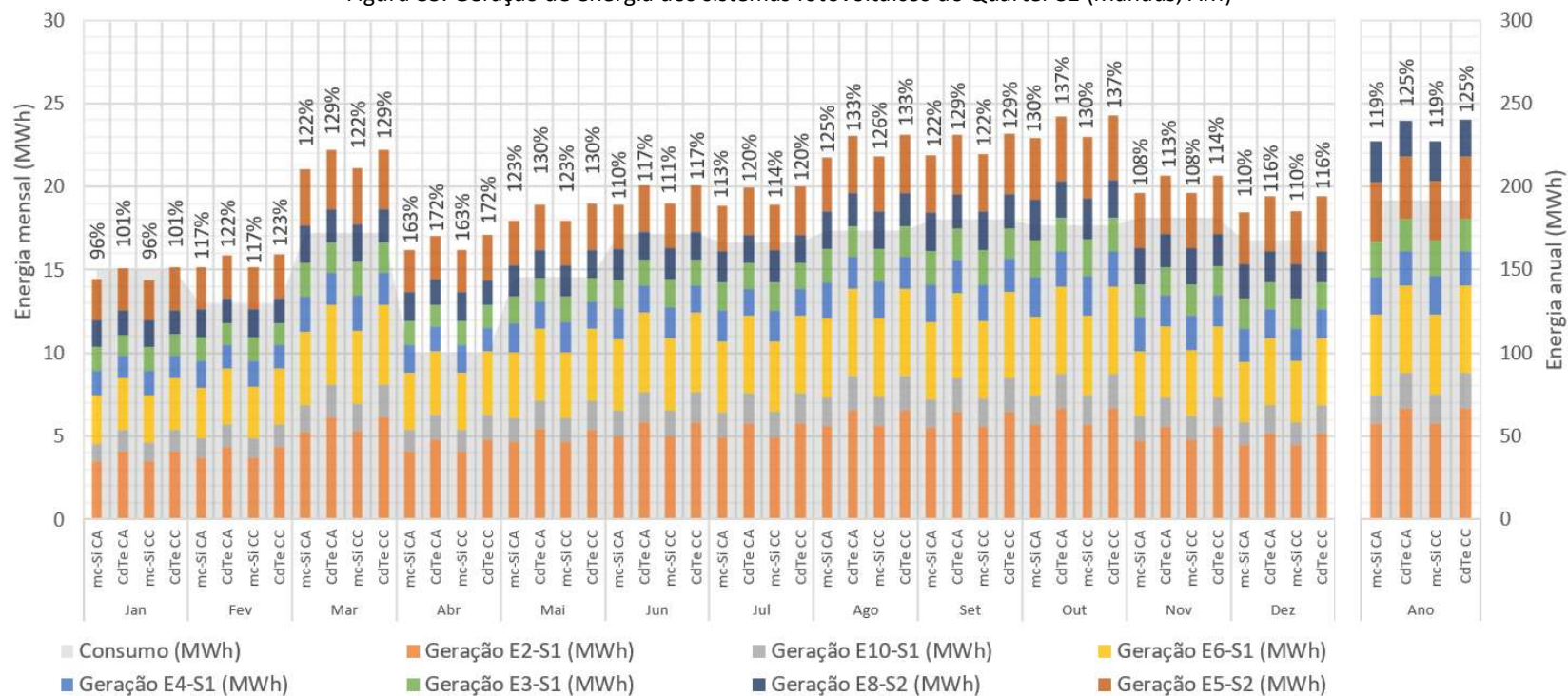
No Quartel C1, não houve nenhum período em que a irradiação nos dias analisados ultrapassou 1 kW/m², mas no Quartel C2 e no Quartel C3 isso ocorreu no dia com maiores níveis de irradiação (Dia 1). Concordando com os resultados mensais e anuais já apresentados, os *yields* horários confirmam que a diferença entre o desempenho do CdTe em relação ao mc-Si diminui com o aumento da latitude, ou seja, é maior para o sistema de Manaus (3°S) e menor para o sistema de Castro (25°S). Em cidades com maiores latitudes, há maior dissipação de calor por parte das células fotovoltaicas, pois as diferenças entre as temperaturas de operação e ambiente são maiores. Por isso, apenas no Quartel C3 (Castro), o desempenho do mc-Si é igual ou superior ao do CdTe, mesmo que isso ocorra em horários de baixos níveis de irradiação (início e fim do dia). Nos horários com maior irradiação, entretanto, o CdTe resulta em melhor desempenho nos três climas.

O desempenho das duas tecnologias nos três quartéis foi similar nos Dias 1, atingindo *yields* próximos a 0,8 kWh/kW nos horários mais produtivos (maiores níveis de irradiação). Nos Dias 2, há similaridade no desempenho dos Quartéis C2 e C3 (maiores latitudes), com produtividades máximas próximas a 0,7 kWh/kW. Nos dois dias considerados para os três quartéis, as células de CdTe atingiram temperaturas maiores que as células de mc-Si e, fora dos horários com menores níveis de irradiação do sistema do Quartel C3, seus *yields* também foram maiores, com diferença mais acentuada nos períodos de maior irradiação e quando as temperaturas de CdTe ficam muito acima das células de mc-Si. Isso pode ser justificado pela maior sensibilidade das células fotovoltaicas de mc-Si à temperatura, uma vez que o coeficiente de perdas por temperatura dos módulos de mc-Si ($-0,37\%/^{\circ}\text{C}$) é maior que o coeficiente dos módulos de CdTe ($-0,24\%/^{\circ}\text{C}$), reduzindo consideravelmente sua eficiência.

4.5.4 Geração de energia dos sistemas dos quartéis

A geração de energia anual obtida pelos sistemas simulados para o Quartel C1 (Figura 83) foi de 227.117 kWh (mc-Si CA), 239.583 kWh (CdTe CA), 227.431 kWh (mc-Si CC) e 240.071 kWh (CdTe CC). A geração dos sistemas em mc-Si excedeu o consumo em 19% e dos sistemas em CdTe em 25%. As maiores contribuições para a geração foram provenientes do sistema E2-S1, com aproximadamente 25% (mc-Si) e 28% (CdTe) da geração anual, seguido de E6-S1 (21%) e E5-S2 (16%). Os demais sistemas contribuíram com percentuais variando de 8% a 11%. Apenas as simulações dos sistemas em CA no mês de janeiro (mês de menor geração) não superaram o consumo mensal, equivalendo a 96% da energia consumida. Nos demais meses, para todos os sistemas simulados, houve excedente de energia que variou de 8% a 37% do consumo, sem contar os excedentes superiores a 60% no mês de abril, mas cujo consumo foi muito abaixo da média anual devido às imposições governamentais durante a pandemia de covid-19. Os meses com maior geração de energia foram março e de agosto a outubro, com o maior *yield* ocorrendo nesse último mês, coincidindo com a curva de irradiação para Manaus. Nas condições climáticas dessa cidade, influenciada pela sua localização próxima à linha do Equador, não houve meses com irradiação e geração baixas.

Figura 83. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 (Manaus, AM)



Na Figura 84 são apresentadas as participações de cada sistema na geração de energia dos sistemas do Quartel C2, comparando com o consumo. Os sistemas E4-S3 e E7-S3 foram responsáveis pela maior parte da geração, contribuindo cada um com aproximadamente 15% da geração anual. As menores contribuições vêm dos sistemas E25-S1 e E8-S3 (apenas 5% cada). O consumo foi superior à geração nos meses de janeiro, fevereiro, março e maio. Os menores percentuais de geração sobre consumo ocorreram em janeiro e em maio (87%). De janeiro a março, o consumo foi maior por serem meses quentes (verão), que demandaram maior utilização dos sistemas de condicionamento de ar artificial. Nos demais meses, houve excedente de energia, com destaque para os meses de julho (geração correspondendo a 143% a 146% do consumo). Diferente do Quartel C1, os níveis de irradiação são menores nos meses do inverno para Campo Grande, impactando a geração. Entretanto, as menores temperaturas nesse período reduziram a demanda por condicionamento artificial, refletindo em menor consumo de energia. Os 10 sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 geraram anualmente 619.384 kWh (mc-Si CA), 608.722 kWh (mc-Si CC), 623.318 kWh (CdTe CA) e 607.764 kWh (CdTe CC), o equivalente a 110% (CA) e 108% (CC) do consumo anual do quartel.

Com relação ao Quartel C3, as contribuições de cada sistema para a geração total são apresentadas na Figura 85. Observa-se que as maiores contribuições foram dos sistemas E15-S1 e E17-S1, que geraram aproximadamente 40% da energia gerada por todos os sistemas fotovoltaicos do quartel. Apesar dos sistemas das edificações 18 e 19 contribuírem com apenas 6% cada (em média), ao considerá-los em conjunto, a contribuição deles foi de quase 50%. A menor contribuição foi do sistema E4-S1, responsável por apenas 3%. Anualmente, a geração dos 12 sistemas foi de 474.066 kWh (mc-Si CA), 473.655 kWh (CdTe CA), 482.974 kWh (mc-Si CC) e 482.377 kWh (CdTe CC), com percentuais de excedente de energia sobre o consumo anual que variou de 16% a 19%. A análise mensal mostrou que junho (mês com menores índices de irradiação) e outubro (mês com maiores temperaturas) são os únicos meses com consumo superior à geração, com maior diferença em junho. A geração do mês de dezembro é a maior devido aos altos níveis de irradiação (acima de 8 kW/m²), o que resultou em excedentes superiores a 50%, como visto na Figura 85.

Figura 84. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

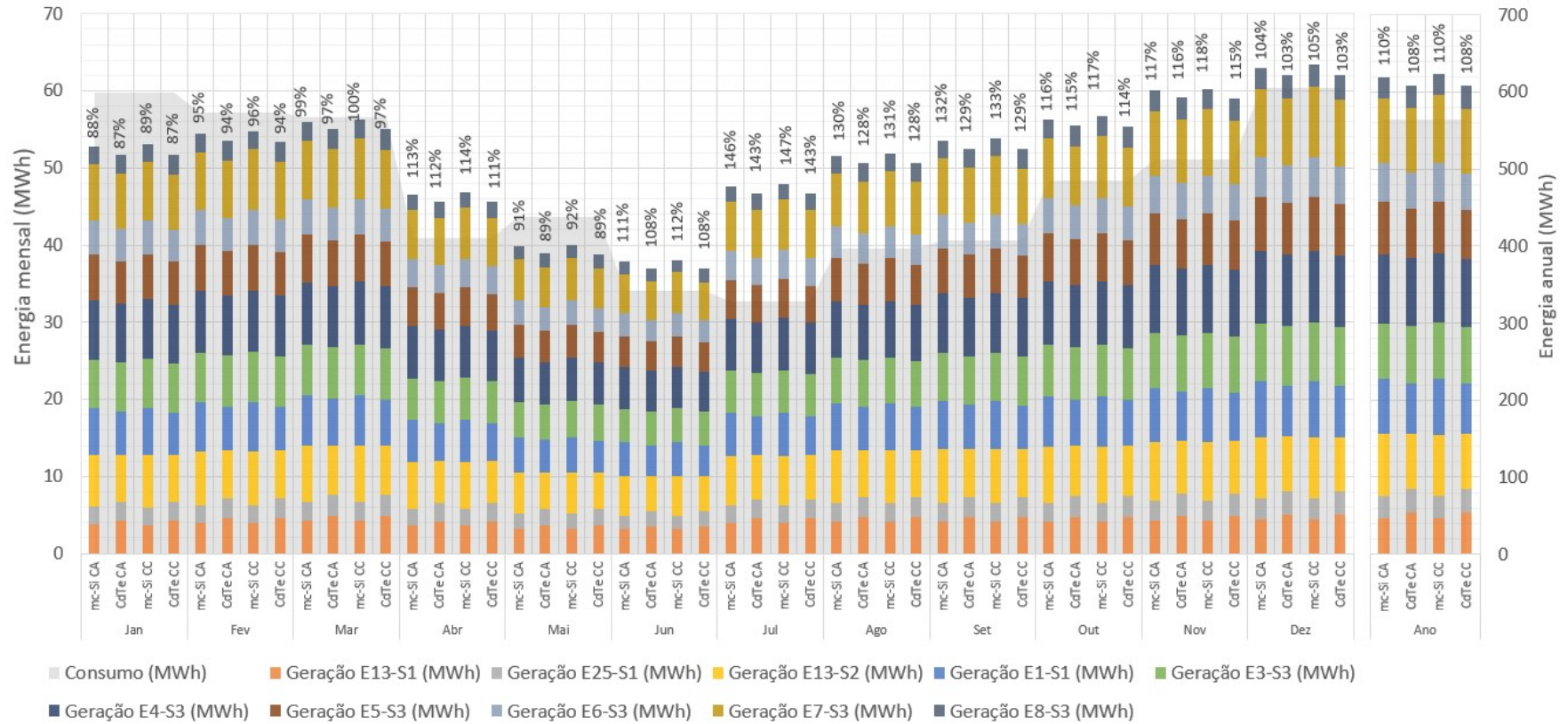
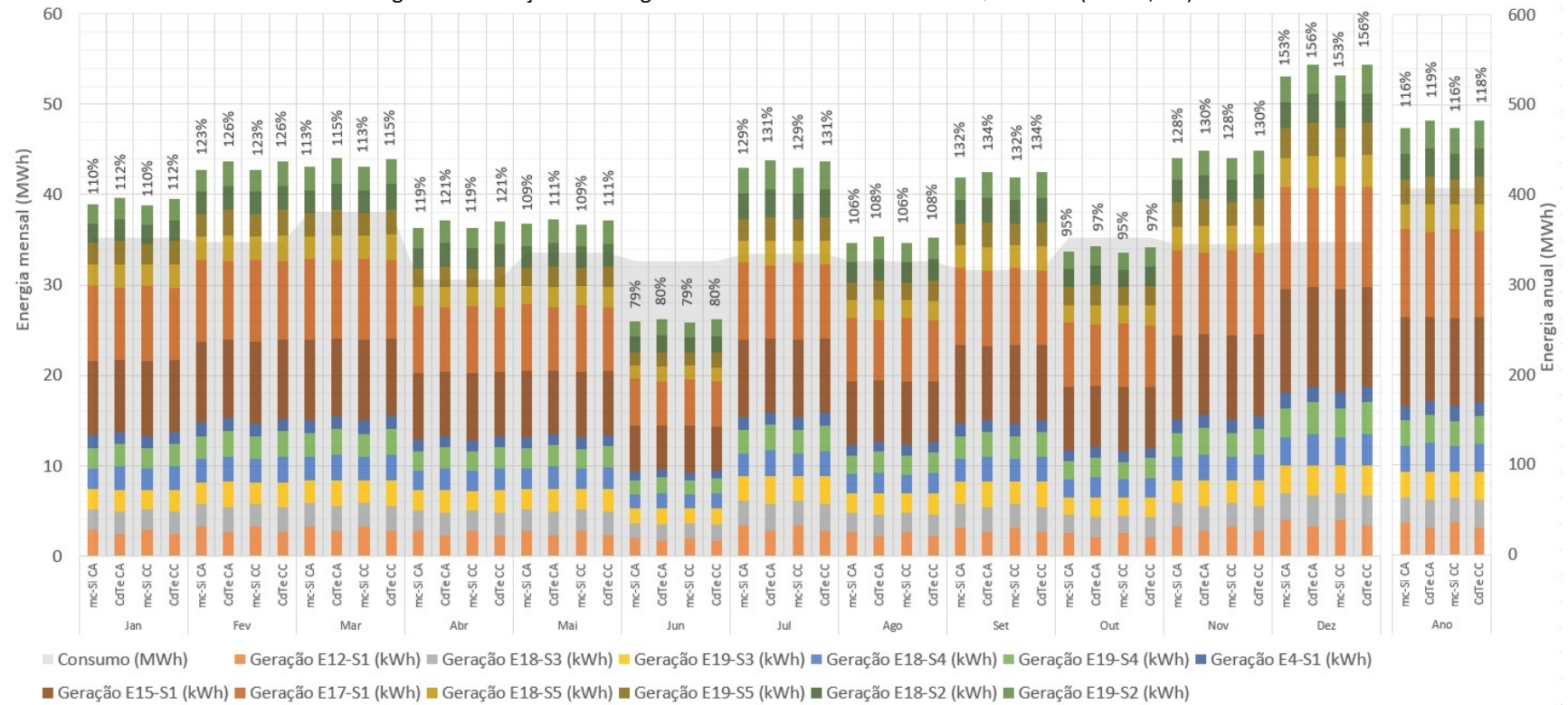


Figura 85. Geração de energia dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 (Castro, PR)



4.6 Desempenho dos sistemas de armazenamento

Como visto, os sistemas fotovoltaicos propostos para os três quartéis apresentaram geração anual superior ao consumo, com excedentes de energia variando de 8% (sistemas com CdTe do Quartel C2 – Campo Grande, MS) a 25% (sistemas com CdTe do Quartel C1 – Manaus, AM). Entretanto, devido à intermitência intrínseca ao perfil de geração dos sistemas fotovoltaicos e às diferenças horárias entre o consumo e a geração, os quartéis importaram energia da rede da distribuidora. Para mitigar as interações dos prosumidores com a rede da distribuidora, foram simulados sistemas de armazenamento compostos de baterias de íons de Lítio acoplados aos sistemas fotovoltaicos em corrente alternada ou em corrente contínua.

Para avaliar o desempenho dos sistemas de armazenamento foram utilizados dois indicadores: a Taxa de Autossuficiência (TS) e a Taxa de Autoconsumo (TC). A TS mede o percentual do consumo que é atendido pela energia não exportada para a rede. Quanto maior a TS, mais autossuficiente é o prosumidor. Não há limite no valor da TS pois essa taxa depende do consumo (em meses de baixo consumo e alta geração, TS pode resultar em valores muito acima de 100%). A Taxa de Autoconsumo (TC) mede quanta energia gerada pelos sistemas é consumida localmente, ou seja, a razão entre a energia não exportada para a rede (soma da energia consumida diretamente pelas cargas com a energia utilizada para carregar as baterias) e a energia total gerada. Por obviedade, o valor máximo de TC é 1 ou 100%, quando não há injeção de energia na rede (exportação para a rede) e toda a geração é consumida localmente para atender a carga quando há compatibilidade entre as curvas de geração e consumo e para carregar os sistemas de armazenamento. Os valores da TS e da TC variaram de acordo com quatro cenários: Base, Ponta, Noite e Dia. Relacionando-se os valores da TS e da TC, analisou-se se o quartel atendeu ou não ao critério de energia zero em determinado intervalo de tempo, conforme proposta de LUTHANDER *et al.* (2019), considerando apenas geração e consumo para fins de balanço energético.

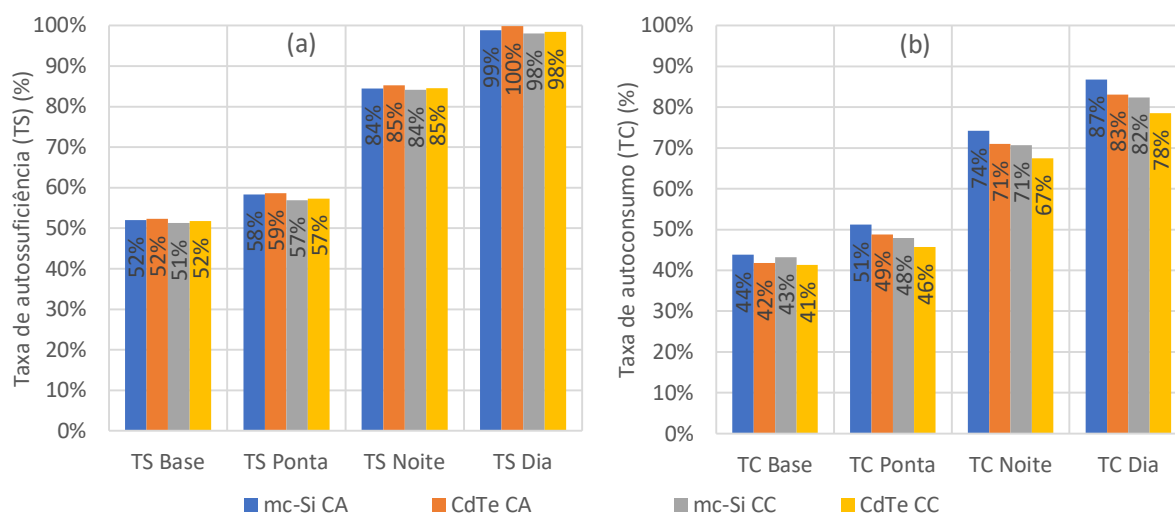
Nas subseções a seguir são apresentados os resultados das análises das TS e das TC anuais (4.6.1) e mensais (4.6.2), juntamente com a representação gráfica que relaciona TS *versus* TC. Também são apresentados os resultados diários em histogramas elaborados por faixas de TS e TC (4.6.3). Foram avaliados os perfis de geração e consumo nos dias adotados como referência para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento nos cenários

(4.6.4) e nos dias com maiores e menores perfis de geração no ano (4.6.5). Considerações finais relativas à análise dos sistemas de armazenamento são apresentadas em 4.6.6.

4.6.1 TS e TC anuais

Apesar dos sistemas do Quartel C1 gerarem cerca de 10% de energia superior ao consumo, sem o acoplamento dos sistemas de armazenamento (Cenário Base) os valores da TS variaram entre 51% e 52%, enquanto as TC variaram de 41% a 44%, como pode ser verificado na Figura 86. Isso significa que a energia exportada para a rede pelos sistemas fotovoltaicos corresponde a quase metade do consumo anual do quartel e que menos de 44% da energia gerada é consumida durante o horário de geração no Cenário Base.

Figura 86. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)



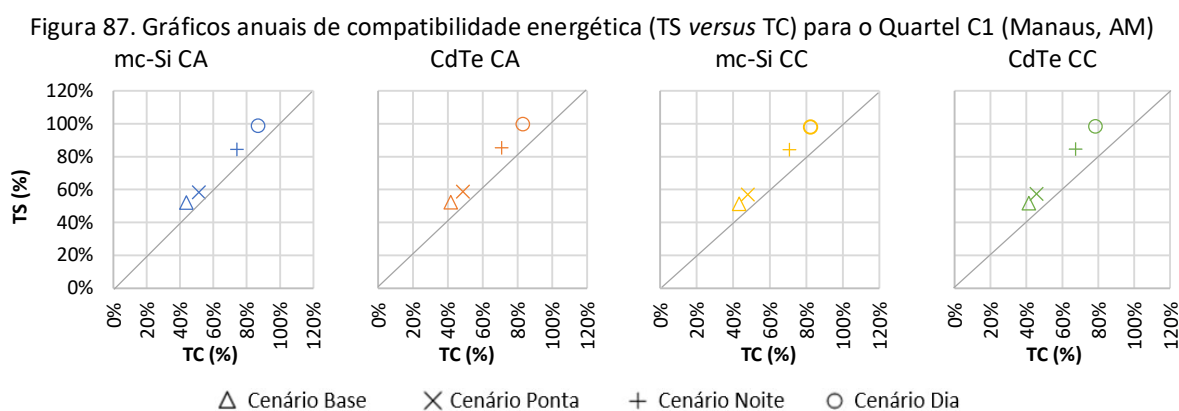
Considerando o acoplamento dos sistemas de armazenamento com despacho programado para o horário de ponta (Cenário Ponta), os sistemas acoplados em CA aumentaram a autossuficiência do quartel para 58% (mc-Si) e 59% (CdTe) e o autoconsumo para 51% (mc-Si) e 49% (CdTe) (Figura 86). Nos sistemas com inversores híbridos, entretanto, a diferença foi menor, com TS de 57% e TC de 48% (mc-Si) e 46% (CdTe). Ou seja, o aumento foi de no máximo 7% em relação ao Cenário Base, com possível influência das capacidades de armazenamento relativas menores dos sistemas em CC em comparação aos sistemas em CA.

O desempenho no Cenário Noite do Quartel C1 também foi melhor nos sistemas com acoplamento em corrente alternada (Figura 86). Permitir o despacho de energia em todo o período noturno resultou em TS de 84% (mc-Si) e 85% (CdTe), percentuais bem superiores aos

do Cenário Ponta. A existência do sistema de armazenamento com elevada capacidade permitiu que grande parte da energia excedente fosse armazenada nas baterias para consumo no período noturno. Os valores da TC, entretanto, não cresceram na mesma proporção: 74% (mc-Si CA); 71% (CdTe CA); 71% (mc-Si CC); e 67% (CdTe CC), ou seja, grande parte da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos ainda é exportada para a rede (no mínimo 26% em CdTe CA e no máximo 33% em CdTe CC). A diferença de desempenho entre os sistemas CC e CA foi observada apenas na TC (os valores das TS foram os mesmos), com os sistemas em CA resultando em maiores TC apesar de terem maior capacidade relativa de armazenamento.

No Cenário Dia para o Quartel C1, o sistema CdTe CA resultou em completa autossuficiência ao quartel (TS de 100%), enquanto no mc-Si CA a TS foi de 99% e os sistemas em CC resultaram em TS de 98% (Figura 86a), devido à capacidade de armazenamento elevada com configuração de despacho em qualquer hora. Já com relação à TC (Figura 86b), o sistema mc-Si CA teve o melhor desempenho, com 87% da energia gerada sendo consumida diretamente pelas cargas do quartel. Nos demais cenários, o TC foi menor: 83% (CdTe CA), 82% (mc-Si CC) e 78% (CdTe CC). Observa-se que o sistema CdTe CC resultou em menores TC nos três cenários com armazenamento, decorrente provavelmente do perfil de geração dessa configuração do sistema (módulos com células fotovoltaicas de CdTe e inversores híbridos).

A análise gráfica que relaciona TS e TC sinaliza que o Quartel C1 é anualmente de energia zero conforme a classificação de LUTHANDER *et al.* (2019), já que todos os pontos dos quatro cenários ficaram acima da diagonal de energia zero (Figura 87). Ou seja, os sistemas propostos para o Quartel C1 resultaram em geração líquida de energia positiva anualmente.

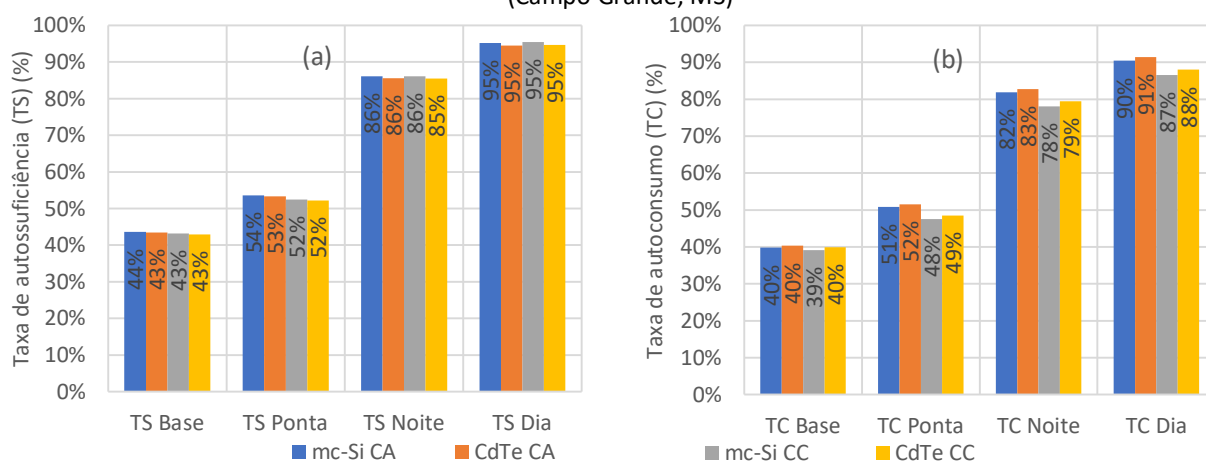


Observa-se na Figura 87 que os pontos se afastaram da diagonal à medida que a capacidade e a configuração do despacho do sistema de armazenamento acoplado aumentaram. Isso é uma característica dos gráficos de compatibilidade energética propostas

por LUTHANDER *et al.* (2019). Como PV e C não mudam de um cenário para outro, se o ponto relativo ao Cenário Base estiver acima da diagonal, os pontos dos cenários com armazenamento serão apenas arrastados sobre a reta que une o ponto do Cenário Base ao encontro dos eixos. Nesse caso, a autossuficiência é maior que o autoconsumo no Cenário Base e se mantém assim nos demais cenários, afastando-se mais nos cenários Noite e Dia. Dentre as configurações dos sistemas simulados, os melhores resultados de acordo com a curva de compatibilidade e de energia zero foram obtidos no sistema mc-Si CA e os piores no sistema CdTe CC. Ou seja, os pontos do gráfico do sistema mc-Si CA ficaram mais próximos à diagonal – menor diferença entre autoconsumo e autossuficiência em todos os cenários – e os pontos do gráfico do sistema CdTe foram os que ficaram mais distantes – a diferença entre o autoconsumo e a autossuficiência desses sistemas foi maior (há maior incompatibilidade).

Os indicadores TS e TC para os diferentes cenários de armazenamento do Quartel C2 são apresentados na Figura 88. Apesar dos 10 sistemas fotovoltaicos desse quartel gerarem anualmente mais energia que a consumida (8% a 10% de excedente), no Cenário Base a TS é de 44% (mc-Si CA) ou 43% (nos outros sistemas). Isso explicita as diferenças consideráveis entre os perfis de geração e consumo do quartel, fazendo com que parte considerável da energia produzida nos sistemas fotovoltaicos seja exportada para a rede da distribuidora (a energia não exportada equivale a apenas 43% ou 44% do consumo). Os valores da TC são menores ainda, o que significa que menos de 40% da energia gerada é consumida localmente.

Figura 88. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



Percebe-se na Figura 88 que ao acoplar o sistema de armazenamento com despacho programado para o horário de ponta (Cenário Ponta), a TS supera os 50%, chegando a 54% (mc-Si CA), e a TC aumenta para 51% (mc-Si CA), 52% (CdTe CA), 48% (mc-Si CC) e 49% (CdTe

CC). Apesar da reduzida capacidade de armazenamento, o que limita o armazenamento do excedente de geração de energia, e dos restritos horários de despacho de energia, os sistemas de armazenamento modelados para o Cenário Ponta aumentaram consideravelmente os indicadores TS e TC do Quartel C2, mais do que o observado nos sistemas do Quartel C1. Isso pode ser justificado pelas maiores capacidades relativas de armazenamento no Cenário Ponta para o Quartel C2⁶².

As TS no Cenário Noite para o Quartel C2 são praticamente iguais às obtidas pelos sistemas do Quartel C1 (86% para mc-Si e 85% para CdTe), mas as TC resultantes são maiores: 82% e 83% (CA) e 78% e 79% (CC), respectivamente para mc-Si e CdTe (Figura 88). Em nenhum dos sistemas a quantidade de energia utilizada para consumo local foi igual ao consumo, como aconteceu no Quartel C1, e a TS foi 95% para todos os sistemas. Mesmo acoplando bancos de baterias com alta capacidade de armazenamento (maiores valores relativos da capacidade de armazenamento) e com possibilidade de despacho em qualquer hora do dia, não foi possível tornar o Quartel C2 autossuficiente, devido a seu consumo de energia elevado. Apesar disso, os sistemas permitiram um autoconsumo próximo a 90%. Dessa forma, no máximo 13% da energia gerada (mc-Si CC) não foi consumida pelas cargas do quartel.

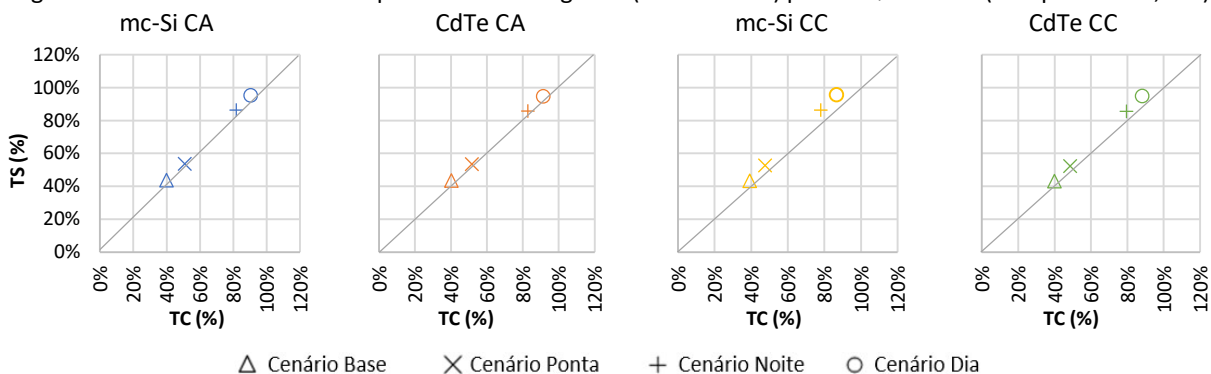
Os resultados de desempenho do Quartel C2 (Figura 88) evidenciaram que os sistemas com CdTe possuíram melhores TC que os sistemas com mc-Si, ou seja, o perfil de geração dos sistemas com CdTe permitiram maior autoconsumo. Em relação à TS, observa-se uma inversão das diferenças entre as tecnologias: os valores da TS dos sistemas com mc-Si foram maiores que os resultantes dos sistemas com CdTe. No acoplamento CA, os indicadores TS e TC do Quartel C2 resultaram em um desempenho superior aos dos sistemas com acoplamento CC, como encontrado nos resultados do Quartel C1.

As correlações dos indicadores TS e TC anuais são apresentadas na Figura 89. Percebe-se que os sistemas com inversores independentes (CA) resultaram em pontos mais próximos à diagonal de energia zero, enquanto os pontos representativos dos sistemas com inversores híbridos (CC) ficaram mais afastados. Isso evidencia que apesar de todos os sistemas simulados permitirem a classificação do Quartel C2 como de energia zero (sem considerar interações com a rede, ou seja, apenas utilizando para o balanço consumo e geração), os sistemas em CA aproximaram-se mais de energia zero, enquanto os sistemas em CC

⁶² Os valores das capacidades de armazenamento relativas podem ser conferidos na Tabela 35 (página 188).

resultaram em maior positividade ao prosumidor. Os perfis de geração dos sistemas CA são mais compatíveis com o consumo do quartel, ou seja, resultaram em menos interações com a rede (nesse caso, a exportação de energia é menor).

Figura 89. Gráficos anuais de compatibilidade energética (TS *versus* TC) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)

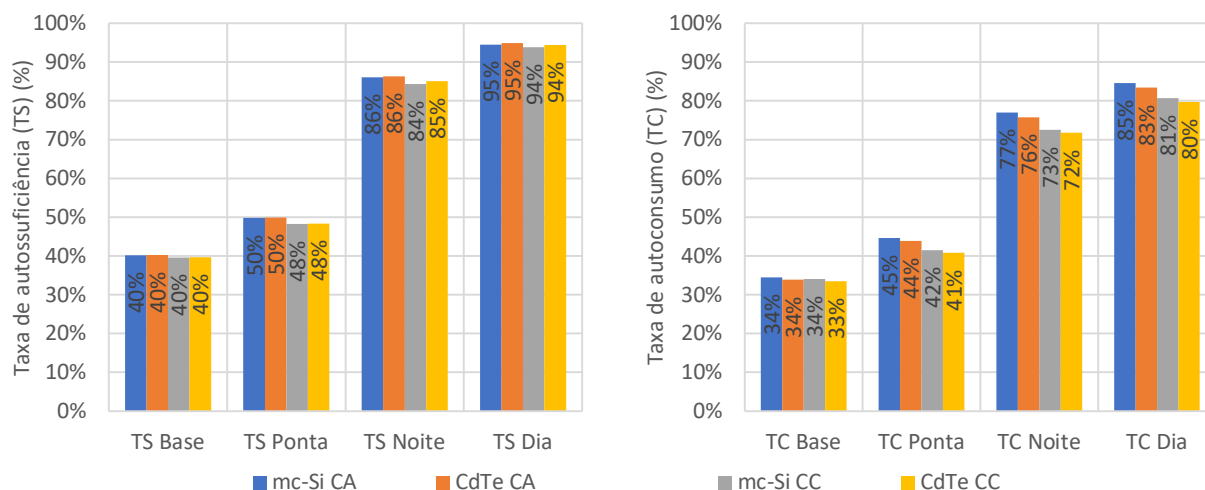


Observa-se na Figura 89 que para todos os sistemas a TS foi superior à TC, destacando-se os sistemas em CC, com diferenças maiores entre os indicadores (maior distância à diagonal dos pontos representativos desses sistemas). De acordo com a correlação entre TS e TC, o sistema CdTe CA foi o que permitiu melhor compatibilidade entre as curvas de geração e consumo e classificação de energia positiva sem grandes diferenças entre autoconsumo e autossuficiência. O sistema mc-Si CC obteve os piores resultados para esse quartel.

Os indicadores anuais TS e TC para o Quartel C3 são apresentados na Figura 90. Esse quartel apresentou os valores intermediários de capacidades relativas em comparação aos outros dois. Os perfis de geração e consumo do Quartel C3 resultaram em indicadores menores no cenário sem armazenamento (Cenário Base), sendo iguais a 40% em todas as configurações. Apesar das gerações anuais dos sistemas do Quartel C3 terem sido de 16% a 19% maiores que o consumo, a quantidade de energia exportada para a rede quando não há armazenamento foi maior em comparação com os outros dois quartéis. O autoconsumo não superou os 34%, apontando que pelo menos 66% da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos foi exportada para a rede quando sem o acoplamento de bancos de baterias. Os valores das TS e das TC no Cenário Ponta foram maiores que os valores do Cenário Base em torno de 10% para CA e 8% para CC, mas o quartel ficou no máximo 50% autossuficiente (sistemas em CA) e pelo menos 55% da energia gerada foi exportada, mesmo com bancos de baterias programados para despacho no período de ponta. Isso pode ser justificado pela baixa capacidade de armazenamento relativa nesse cenário (0,7 kWh/kWp). No Quartel C3 os indicadores TS e TC nos Cenários Base e Ponta foram inferiores aos obtidos nos outros dois

quartéis (C1 e C2). Entretanto, ao acoplarmos os bancos de baterias com programação de despacho para o período noturno, houve um aumento considerável nos valores de TS e TC, levando-os aos patamares obtidos também nos demais quartéis (TS próxima a 85% e TC superior a 72%).

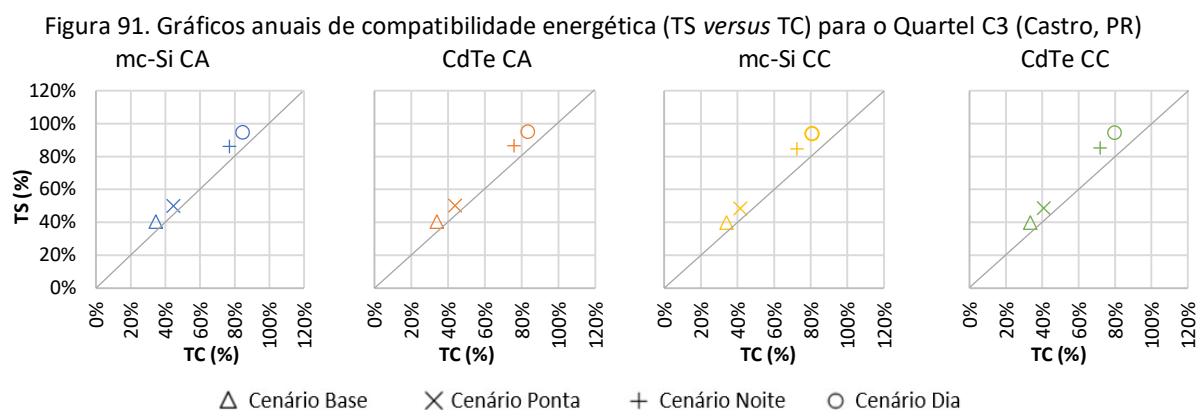
Figura 90. Valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)



Observa-se na Figura 90 que no Quartel C3 o Cenário Dia também não permitiu que o quartel se tornasse completamente autossuficiente, similar ao que ocorreu no Quartel C2. A maior TS foi 95% (sistemas CA), enquanto os sistemas em CC resultaram em TS 94%. Entretanto, diferente do que observado no Quartel C2, no Quartel C3 o autoconsumo no Cenário Dia não atingiu níveis elevados, resultando no máximo 85% (mc-Si CA) e mínimo de 80% (CdTe CC). Como observado nos outros quartéis, os sistemas acoplados em CC forneceram menores taxas de autossuficiência e de autoconsumo que os sistemas em CA.

Como os Quartéis C1 e C2, o Quartel C3 também pode ser classificado de energia positiva de acordo com a representação gráfica proposta por LUTHANDER *et al.* (2019) (Figura 91). Todos os sistemas resultaram em maiores autossuficiências que auto consumos para o quartel, tornando-o um gerador de energia líquida em relação à rede da distribuidora. Como ocorreu no Quartel C1, todos os pontos ficaram acima da diagonal de energia zero e, devido à maior diferença entre TS e TC, ficaram distantes da reta. Nesse quartel, a autossuficiência foi maior nos sistemas em CA, fazendo com que a diferença entre TS e TC fosse menor em comparação aos sistemas em CC. Observa-se que a distância à reta nos sistemas em CC aumentou mais com o aumento dos sistemas de armazenamento (cenários Noite e Dia) do que nos sistemas em CA. As melhores relações entre TS e TC ocorreram para o sistema mc-Si

CA, pois as diferenças entre autoconsumo e autossuficiência foram menores. Seguindo os mesmos critérios, o sistema com CdTe e inversores híbridos (CdTe CC) foi a pior configuração de sistema.



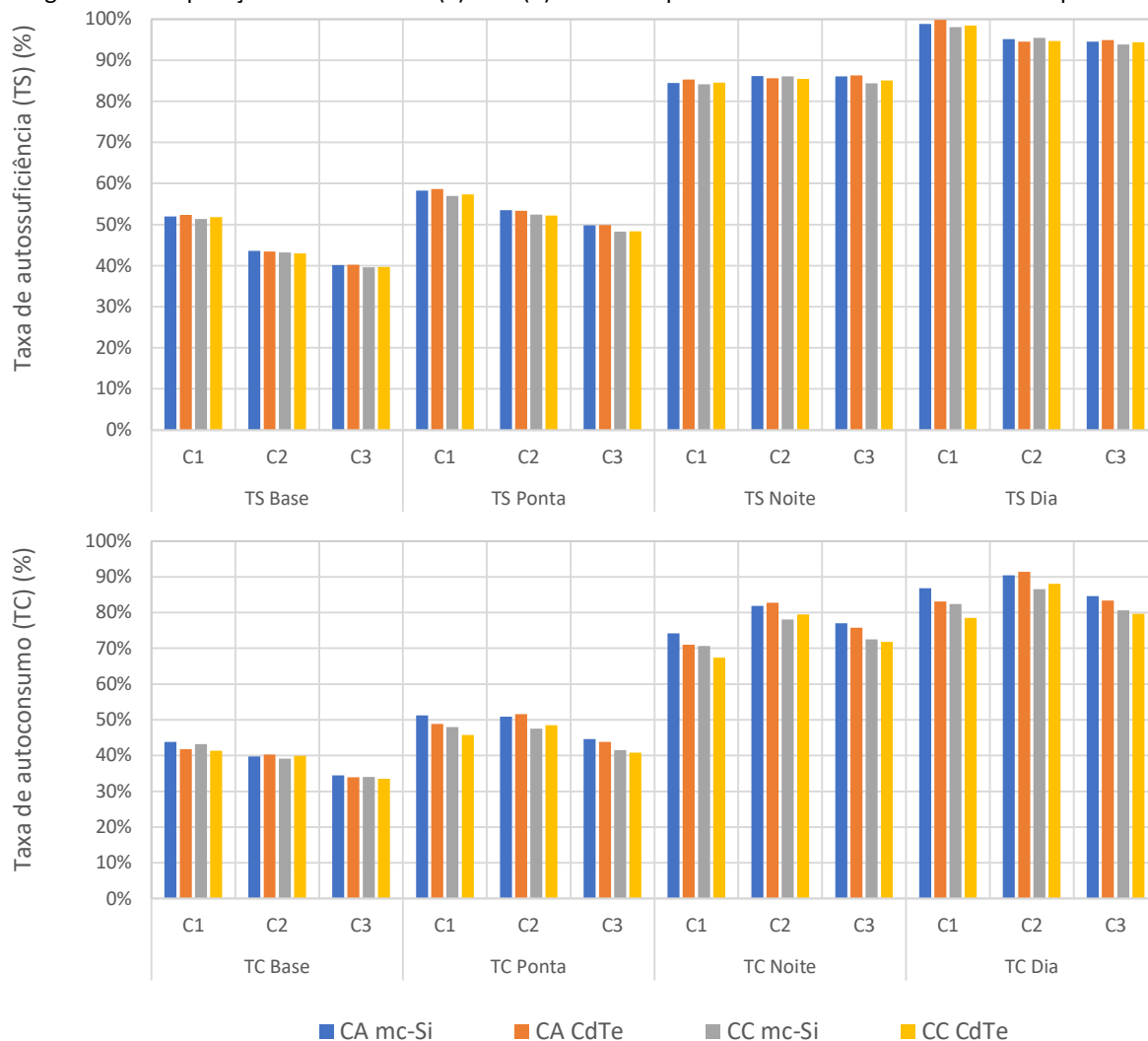
Em geral, para os três quartéis, quando não há sistemas de armazenamento os sistemas fotovoltaicos simulados resultaram em TS e TC entre 40% e 50%, sendo as maiores do Quartel C1 e as menores as do Quartel C3. Com a adição dos sistemas de armazenamento, as TS resultaram em valores entre 50% e 60% (Cenário Ponta), de 80% (Cenário Noite) e entre 95% e 100% (Cenário Dia), enquanto as TC variaram entre 40% e 50% no Cenário Ponta, entre 70% e 80% no Cenário Noite e entre 80% e 90% no Cenário Dia, como mostrado na Figura 92.

Dentre os três quartéis, o Quartel C1 foi o que resultou no melhor desempenho sem sistemas de armazenamento ou com sistemas com pequena capacidade de armazenamento e despacho configurado apenas para o horário de ponta (Figura 92). Pode-se justificar os bons resultados sem sistema de armazenamento pelo perfil de geração fotovoltaica no clima de Manaus, que resulta em menores períodos com grandes gerações de energia, pois os níveis de irradiação variam pouco ao longo do ano. Isso resulta em menor excedente de energia e, conseqüentemente, menor exportação de energia quando não há sistemas de armazenamento e maior compatibilidade entre as curvas de geração e consumo.

A justificativa para os resultados diferentes do Quartel C1 no Cenário Ponta em relação aos outros quartéis (Figura 92) também está relacionada ao horário de ponta adotado pela distribuidora (das 20h às 22:59h), que resulta em menor consumo pelo quartel comparativamente aos outros e, conseqüentemente, em menores sistemas de armazenamento. Por isso, esse quartel é o que apresenta as menores capacidades de armazenamento relativas no Cenário Ponta (entre 0,67 kWh/kWp a 0,76 kWh/kWp). Nos

outros dois quartéis, as capacidades relativas ficaram entre 0,77 kWh/kWp a 0,80 kWh/kWp (Quartel C3) e entre 1,55 kWh/kWp e 1,66 kWh/kWp (Quartel C2)⁶³.

Figura 92. Comparação dos valores de (a) TS e (b) TC anuais para os diferentes cenários dos três quartéis



O desempenho dos sistemas com armazenamento acoplado em CA foi superior ao dos sistemas com acoplamento CC para os três quartéis. Esse impacto, entretanto, pode ser influenciado pela aproximação adotada no método para a realização das simulações dos sistemas descentralizados. Como o consumo é por quartel, os valores horários foram distribuídos ponderadamente nos sistemas de acordo com a potência instalada de módulos em cada sistema, o que pode ter causado uma redução no desempenho, já que as simulações em CA consideraram o consumo completo do quartel e o despacho de um único sistema de armazenamento.

⁶³ Os valores das capacidades de armazenamento relativas podem ser conferidos na Tabela 35 (página 188).

4.6.2 TS e TC mensais

Para entender melhor as diferenças de desempenho entre os quartéis, a sazonalidade dos indicadores e sua relação com a irradiação e o consumo, essa subseção avalia os resultados mensalmente. As Taxas de Autossuficiência e de Autoconsumo mensais estão relacionadas às diferenças mensais entre geração e consumo. Em meses cujo consumo foi baixo e a geração de energia foi alta, a TC ficou pequena pois a maior parte da energia gerada foi exportada para a rede, mesmo com sistemas de armazenamento com maior capacidade. Em meses com consumo elevado, grande quantidade da energia gerada é armazenada e consumida localmente, o que eleva a TC e pode não tornar a TS 100% se os níveis de irradiação não forem tão elevados no respectivo mês.

Esse comportamento pode ser observado na análise dos valores mensais da TS e da TC do Quartel C1 (Tabela 41). O mês de menor consumo foi abril, cujos dados de consumo refletem a redução de atividades desenvolvidas pelo quartel em decorrência das restrições governamentais no contexto da pandemia de covid-19 em 2020. Os valores de TC desse mês no Cenário Base foram os menores (no máximo de 30%), quando nos demais meses é de no mínimo 39%. Ou seja, ao menos 70% da geração de energia em abril foi exportada para a rede.

O baixo desempenho da TC em abril no Cenário Base se contrapõe ao alto desempenho obtida pela TS no mesmo cenário nesse mês, já que sem os sistemas de armazenamento o quartel foi até 49% autossuficiente (Tabela 41), percentual superior ao obtido no mês de janeiro e igual ao obtido em dezembro (meses com menores níveis de irradiação). Isso também ocorreu no Cenário Ponta, quando o acoplamento dos sistemas de armazenamento nesse mês aumentou em torno de 5% o autoconsumo dos sistemas com mc-Si, mas teve menor impacto nos sistemas com CdTe. Observa-se que mesmo com sistemas de armazenamento maiores, como os dos Cenários Noite e Dia, o autoconsumo nesse mês não aumentou significativamente e atingiu no máximo 57% no Cenário Noite (o que é obtido em outros meses no Cenário Ponta) e 64% no Cenário Dia, resultando nos menores percentuais entre todos os meses. Entretanto, as Taxas de Autossuficiência dos Cenários Noite e Dia em abril não foram muito diferentes dos valores dos outros meses. A energia utilizada para autoconsumo e para carregar os sistemas de armazenamento ($PV - PV_{exp}$) foi superior ao baixo consumo e os sistemas resultaram em TS de 101% (mc-Si e CdTe CA) e 98% (mc-Si CC) e 99% (CdTe CC) no Cenário Dia.

Tabela 41. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C1 (Manaus, AM)

TS Dia	TS Noite	TS Ponta	TS Base	Sistema	Mês	Sistema	TC Base	TC Ponta	TC Noite	TC Dia
91%	76%	51%	45%	mc-Si CA	Jan	mc-Si CA	47%	56%	83%	98%
94%	78%	52%	45%	CdTe CA		CdTe CA	45%	54%	80%	97%
94%	77%	50%	44%	mc-Si CC		mc-Si CC	46%	52%	80%	97%
95%	78%	51%	45%	CdTe CC		CdTe CC	44%	50%	77%	94%
97%	82%	57%	51%	mc-Si CA	Fev	mc-Si CA	43%	51%	73%	87%
99%	83%	58%	51%	CdTe CA		CdTe CA	42%	49%	71%	85%
98%	82%	56%	50%	mc-Si CC		mc-Si CC	43%	48%	70%	84%
100%	82%	56%	50%	CdTe CC		CdTe CC	41%	46%	67%	81%
103%	85%	59%	52%	mc-Si CA	Mar	mc-Si CA	43%	50%	72%	88%
103%	85%	59%	52%	CdTe CA		CdTe CA	41%	48%	69%	84%
102%	84%	58%	52%	mc-Si CC		mc-Si CC	42%	47%	69%	83%
101%	84%	58%	52%	CdTe CC		CdTe CC	40%	45%	65%	78%
101%	89%	55%	49%	mc-Si CA	Abr	mc-Si CA	30%	35%	57%	64%
101%	89%	56%	49%	CdTe CA		CdTe CA	29%	34%	54%	61%
98%	87%	53%	48%	mc-Si CC		mc-Si CC	29%	33%	53%	60%
99%	87%	53%	48%	CdTe CC		CdTe CC	28%	31%	51%	58%
95%	82%	57%	51%	mc-Si CA	Mai	mc-Si CA	41%	48%	69%	80%
96%	83%	57%	51%	CdTe CA		CdTe CA	39%	46%	66%	77%
94%	82%	55%	50%	mc-Si CC		mc-Si CC	40%	45%	66%	76%
95%	82%	56%	50%	CdTe CC		CdTe CC	39%	43%	63%	73%
103%	86%	59%	52%	mc-Si CA	Jun	mc-Si CA	47%	55%	81%	98%
105%	87%	59%	52%	CdTe CA		CdTe CA	44%	53%	78%	94%
101%	86%	58%	51%	mc-Si CC		mc-Si CC	46%	52%	77%	91%
102%	86%	58%	51%	CdTe CC		CdTe CC	44%	49%	74%	87%
95%	81%	57%	52%	mc-Si CA	Jul	mc-Si CA	45%	52%	74%	88%
96%	82%	57%	52%	CdTe CA		CdTe CA	43%	50%	71%	83%
94%	81%	56%	51%	mc-Si CC		mc-Si CC	45%	49%	71%	83%
94%	81%	56%	52%	CdTe CC		CdTe CC	43%	47%	68%	79%
99%	89%	63%	57%	mc-Si CA	Ago	mc-Si CA	46%	52%	74%	83%
101%	89%	63%	57%	CdTe CA		CdTe CA	43%	50%	70%	79%
99%	88%	61%	57%	mc-Si CC		mc-Si CC	45%	49%	70%	79%
99%	89%	62%	57%	CdTe CC		CdTe CC	43%	46%	67%	75%
101%	88%	62%	55%	mc-Si CA	Set	mc-Si CA	45%	53%	76%	87%
101%	89%	62%	55%	CdTe CA		CdTe CA	43%	50%	72%	82%
100%	88%	60%	55%	mc-Si CC		mc-Si CC	45%	49%	72%	82%
100%	89%	61%	55%	CdTe CC		CdTe CC	43%	47%	69%	77%
101%	90%	62%	56%	mc-Si CA	Out	mc-Si CA	44%	50%	72%	81%
101%	90%	63%	57%	CdTe CA		CdTe CA	41%	48%	69%	77%
100%	88%	61%	56%	mc-Si CC		mc-Si CC	43%	47%	68%	77%
100%	89%	61%	56%	CdTe CC		CdTe CC	41%	45%	65%	73%
95%	83%	59%	53%	mc-Si CA	Nov	mc-Si CA	49%	57%	80%	91%
96%	84%	60%	54%	CdTe CA		CdTe CA	47%	55%	77%	89%
95%	83%	58%	53%	mc-Si CC		mc-Si CC	49%	54%	77%	88%
96%	84%	59%	53%	CdTe CC		CdTe CC	47%	52%	74%	85%
102%	83%	55%	49%	mc-Si CA	Dez	mc-Si CA	44%	52%	78%	97%
102%	83%	55%	49%	CdTe CA		CdTe CA	42%	49%	75%	92%
101%	82%	53%	48%	mc-Si CC		mc-Si CC	43%	48%	74%	91%
100%	82%	54%	48%	CdTe CC		CdTe CC	42%	46%	71%	86%
99%	84%	58%	52%	mc-Si CA	Média	mc-Si CA	44%	51%	74%	87%
100%	85%	58%	52%	CdTe CA		CdTe CA	42%	49%	71%	83%
98%	84%	57%	51%	mc-Si CC		mc-Si CC	43%	48%	71%	83%
98%	84%	57%	51%	CdTe CC		CdTe CC	41%	46%	67%	79%

Excluindo o atípico mês de abril da análise mensal do Quartel C1, percebe-se que em janeiro, maio, julho e novembro as Taxas de Autossuficiência foram menores (Tabela 41), atingindo, mesmo com os maiores sistemas de armazenamento, entre 76% e 84% no Cenário Noite e entre 91% e 96% para o Cenário Dia. Nos demais meses, os sistemas tiveram maiores autossuficiências, superando os 100% em todas as configurações em março, junho, setembro, outubro e dezembro no Cenário Dia. De agosto a outubro, meses com maiores níveis de irradiação, as TS foram os maiores (entre 60% e 63% no Cenário Ponta e entre 88% e 90% no Cenário Noite). A maior autossuficiência foi fornecida ao quartel pelo sistema CdTe CA no mês de junho (no Cenário Dia a TS foi de 105%). Em nenhum mês para o Quartel C1 as TS dos sistemas CC foram maiores que os CA.

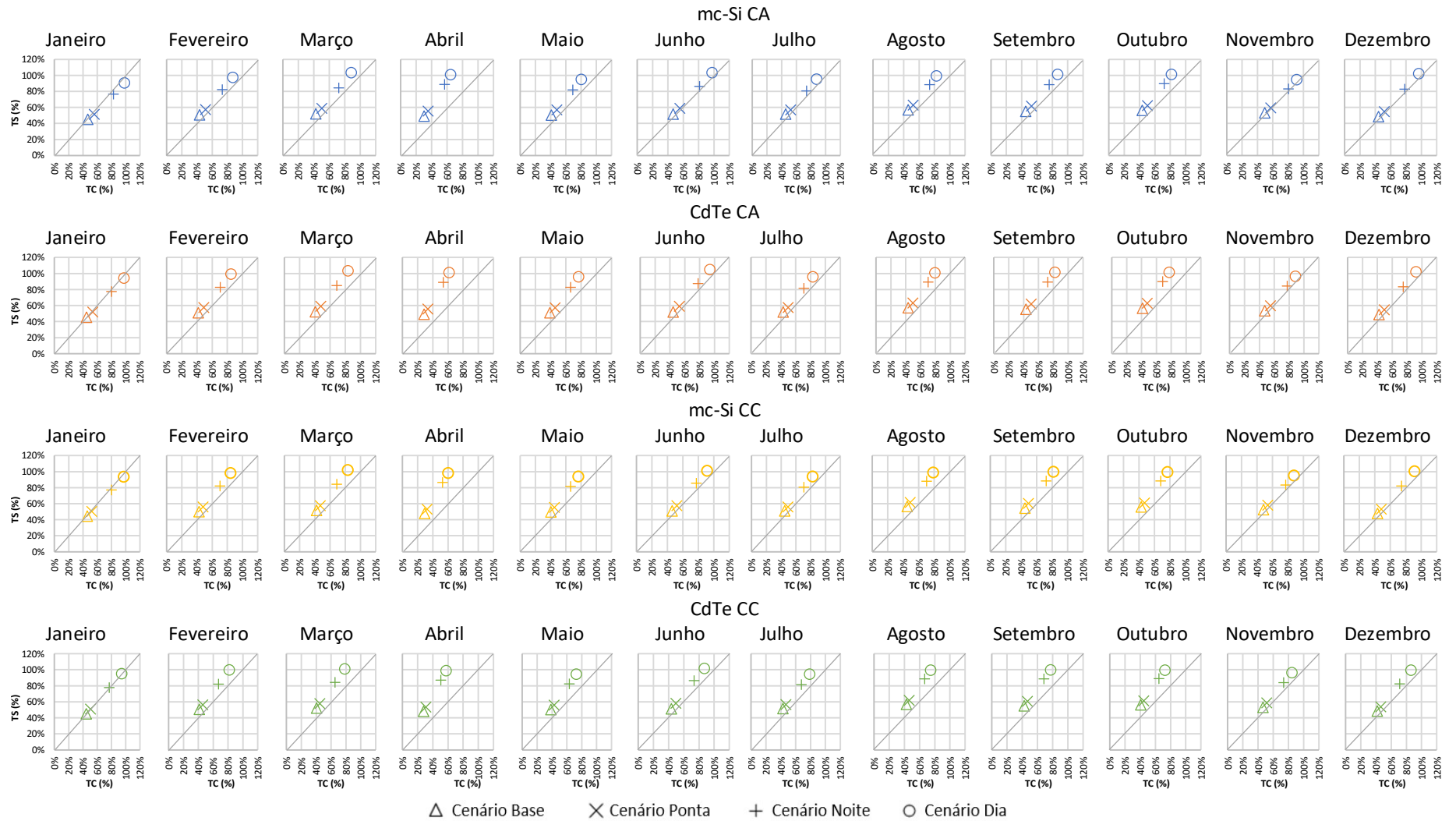
Percebe-se na Tabela 41 que não houve diferenças grandes entre as TS nas diferentes tecnologias fotovoltaicas adotadas nos sistemas (em muitos meses, as TS foram iguais). Entretanto, nos meses em que diferiram, percebe-se que há maior incompatibilidade entre as curvas de geração dos sistemas de mc-Si e o consumo, fazendo com que mais energia fosse exportada e as TS desses sistemas fossem menores que as dos sistemas com CdTe. Com relação às Taxas de Autoconsumo, as maiores ocorreram em janeiro, com todos os sistemas fornecendo autoconsumo acima de 94% no Cenário Dia. Os valores típicos desse indicador foram próximos a 45% no Cenário Base, a 50% no Cenário Ponta e ficaram entre 65% e 76% no Cenário Noite. No Cenário Dia, o valor típico foi próximo a 80%, sem considerar os valores atípicos de abril.

Diferente do que ocorre com a TS, percebe-se grande diferença entre as Taxas de Autoconsumo em um mesmo mês para diferentes sistemas. Por exemplo, janeiro, junho e dezembro foram meses com altas TC no Cenário Dia também, mas apenas o sistema mc-Si CA manteve os maiores valores que obteve em janeiro (acima de 97%). Nos demais, o autoconsumo foi menor, com reduções expressivas nos sistemas em CC em comparação com CA e nos sistemas de CdTe comparado com mc-Si. Em janeiro, o sistema CdTe CC resultou em TC de 94% (a menor para esse mês) e em dezembro, a TC foi de apenas 86%, ambos para o Cenário Dia. Esse padrão é observado em todo o ano e também nos demais cenários. A diferença entre mc-Si CA (maiores TC) e CdTe CC (menores TC) aumentou à medida que sistemas de armazenamento maiores foram utilizados. Enquanto em junho a diferença foi de apenas 3% no Cenário Base, no Cenário Dia no mesmo mês chegou a 11%. Os valores dos indicadores dos sistemas mc-Si CC e CdTe CA foram bem próximos para todos os meses. O

mês de novembro, apesar de não apresentar os maiores TC no Cenário Dia, obteve os melhores resultados para os Cenários Base e Ponta (Tabela 41).

Os gráficos mensais de compatibilidade energética (TS *versus* TC) permitiram explicitar a particularidade do mês de janeiro em relação à classificação de energia zero de acordo com LUTHANDER *et al.* (2019). Como pode ser visto na Figura 93, janeiro foi o único mês em que os pontos que relacionam TS e TC ficaram abaixo na diagonal de energia zero (ou seja, o autoconsumo foi maior que a autossuficiência devido à baixa geração no mês). Isso ocorreu para as configurações mc-Si CA, CdTe CA e mc-Si CC. A geração dos sistemas CdTe CC proporcionou maior autossuficiência que autoconsumo ao quartel nesse mês, sendo a única cujos resultados ficaram acima da diagonal de energia zero. Nos demais meses, o Quartel C1 pôde ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero em todas as configurações de sistema.

Na Figura 93 percebe-se que o mês de abril apresentou os pontos mais distantes da diagonal de energia zero. Isso ocorreu devido ao baixo consumo de energia no mês, que resultou em Taxa de Autoconsumo baixa mesmo nos cenários com maior capacidade de armazenamento. Como esse mês apresentou o menor consumo do ano, apenas uma pequena parcela da energia gerada foi utilizada para alimentar as cargas do quartel. Nos sistemas com armazenamento, devido às limitações relativas às capacidades de armazenamento, estado de carga e profundidade de descarga, a parcela da energia excedente após atender as cargas não foi utilizada completamente para a carga dos sistemas de armazenamento e, por isso, foi exportada (reduz a TC). Em abril e de agosto a novembro, a diferença de autossuficiência entre os Cenários Noite e Dia foi pequena. No período de dezembro a março houve uma maior diferença de autossuficiência entre os Cenários Noite e Dia. Em todos os meses, a diferença entre os Cenários Base e Ponta também é mínima, sendo os pontos quase sobrepostos em algumas situações. Observa-se que os pontos que relacionam TS e TC nos quatro cenários das quatro configurações ficaram praticamente em cima da diagonal de energia zero nos meses de novembro e dezembro, sendo levemente de energia positiva. Isso mostra que as curvas de geração e consumo nesses meses apresentaram forte compatibilidade, com destaque para o sistema de mc-Si CA.

Figura 93. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS *versus* TC) para o Quartel C1 (Manaus, AM)

Diferente do verificado no Quartel C1 (Manaus), os dados de consumo do Quartel C2 (Campo Grande) não apresentaram um mês com consumo atípico e, por isso, o desempenho mensal da TS e da TC e sua relação com os níveis de irradiação e com o consumo podem ser avaliados de forma mais realista. Os sistemas desse quartel não resultaram em autossuficiência maior ou igual a 100% em nenhum cenário ou configuração de sistema no ano, reflexo dos resultados dos indicadores mensais, que podem ser observados na Tabela 42.

Nos cenários Base, Ponta e Noite, o mês de maio apresentou as piores Taxas de Autossuficiência (Tabela 42). No Cenário Base, o maior valor da TS em maio foi 38%, e no Cenário Dia, não ultrapassou 88%. Isso ocorre devido aos baixos níveis de irradiação, que resultaram em geração de energia percentualmente menor em comparação com o consumo. Os níveis de irradiação de maio (4,8 kWh/m² médio) assemelham-se aos de junho (4,5 kWh/m² médio), mas o consumo é mais próximo ao de abril (40.988 kWh): em maio, o quartel consumiu 46.609 kWh, enquanto em junho o consumo foi 27% menor (34.112 kWh). As Taxas de Autoconsumo para maio, entretanto, ficaram próximas às médias para o quartel (próximo a 42% no Cenário Base, 55% no Ponta, 85% no Noite e 97% no Dia).

Os meses de fevereiro, março, outubro e dezembro apresentaram as maiores Taxas de Autossuficiência no Cenário Dia (TS próximas a 90%). As TS no Cenário Noite foram de aproximadamente 85%. Nos outros dois cenários, suas TS não foram diferentes das obtidas nos outros meses (no Cenário Base as TS foram próximas a 50% e no Cenário Ponta a 60%). As maiores TS nos cenários Base e Ponta ocorreram em fevereiro (próximo a 50% no Base e a 60% no Ponta), como pode ser visto na Tabela 42. O pior desempenho no Cenário Dia ocorreu em janeiro, com TS máxima de 86% (mc-Si CC no Cenário Dia). O segundo maior consumo anual do Quartel C2 ocorreu em janeiro (59.739 kWh), mas nesse mês a irradiação é de apenas 6,4 kWh/m² (*yields* próximos a 120 kWh/kW), bem abaixo da irradiação de dezembro (7,8 kWh/m² e *yields* próximos a 145 kWh/kW), mês de maior consumo (60.450 kWh). Apenas de junho a setembro a TS foi superior a 100% (máximo de 106% no Cenário Dia dos sistemas de mc-Si em junho). Nesses meses também se verifica a maior diferença entre os Cenários Ponta e Noite (ganhos de até 41% na autossuficiência). Já a diferença entre as TS dos Cenários Dia e Noite foi maior em junho (15%). Em abril e em novembro os valores da autossuficiência também foram elevados (acima de 99%), mas apenas os sistemas em CC em abril e o sistema mc-Si CC em novembro resultaram em TS superiores a 100%.

Tabela 42. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

TS Dia	TS Noite	TS Ponta	TS Base	Sistema	Mês	Sistema	TC Base	TC Ponta	TC Noite	TC Dia
84%	81%	54%	45%	mc-Si CA	Jan	mc-Si CA	50%	64%	95%	99%
83%	80%	54%	44%	CdTe CA		CdTe CA	51%	65%	96%	100%
86%	83%	54%	44%	mc-Si CC		mc-Si CC	50%	60%	93%	97%
85%	81%	53%	44%	CdTe CC		CdTe CC	51%	62%	94%	98%
91%	85%	58%	49%	mc-Si CA	Fev	mc-Si CA	51%	63%	93%	100%
90%	85%	57%	48%	CdTe CA		CdTe CA	52%	64%	94%	100%
92%	85%	57%	48%	mc-Si CC		mc-Si CC	50%	59%	89%	96%
91%	85%	57%	48%	CdTe CC		CdTe CC	51%	60%	91%	98%
93%	84%	55%	44%	mc-Si CA	Mar	mc-Si CA	45%	58%	89%	98%
92%	84%	55%	44%	CdTe CA		CdTe CA	45%	58%	90%	99%
97%	85%	54%	44%	mc-Si CC		mc-Si CC	44%	54%	85%	97%
95%	84%	54%	44%	CdTe CC		CdTe CC	45%	55%	87%	98%
101%	90%	52%	42%	mc-Si CA	Abr	mc-Si CA	37%	47%	82%	93%
101%	89%	51%	42%	CdTe CA		CdTe CA	38%	48%	83%	94%
99%	89%	50%	42%	mc-Si CC		mc-Si CC	37%	44%	78%	87%
99%	88%	50%	42%	CdTe CC		CdTe CC	37%	45%	79%	89%
86%	75%	48%	38%	mc-Si CA	Mai	mc-Si CA	42%	55%	85%	98%
85%	74%	48%	38%	CdTe CA		CdTe CA	42%	55%	86%	99%
88%	76%	47%	38%	mc-Si CC		mc-Si CC	41%	51%	82%	96%
86%	75%	47%	37%	CdTe CC		CdTe CC	42%	53%	84%	97%
106%	91%	52%	41%	mc-Si CA	Jun	mc-Si CA	37%	49%	85%	99%
104%	90%	52%	41%	CdTe CA		CdTe CA	38%	50%	87%	100%
106%	91%	51%	40%	mc-Si CC		mc-Si CC	36%	45%	81%	95%
105%	90%	51%	40%	CdTe CC		CdTe CC	37%	47%	83%	97%
102%	91%	52%	42%	mc-Si CA	Jul	mc-Si CA	29%	37%	65%	73%
104%	91%	52%	42%	CdTe CA		CdTe CA	29%	38%	66%	75%
101%	89%	51%	41%	mc-Si CC		mc-Si CC	28%	34%	61%	69%
101%	89%	51%	41%	CdTe CC		CdTe CC	29%	35%	62%	71%
103%	90%	53%	42%	mc-Si CA	Ago	mc-Si CA	32%	42%	72%	82%
103%	90%	53%	41%	CdTe CA		CdTe CA	32%	43%	73%	84%
101%	89%	51%	41%	mc-Si CC		mc-Si CC	31%	39%	68%	77%
101%	89%	51%	41%	CdTe CC		CdTe CC	32%	40%	69%	79%
103%	91%	51%	41%	mc-Si CA	Set	mc-Si CA	31%	40%	72%	81%
103%	91%	51%	41%	CdTe CA		CdTe CA	31%	41%	73%	83%
101%	90%	50%	40%	mc-Si CC		mc-Si CC	30%	37%	68%	76%
101%	90%	50%	40%	CdTe CC		CdTe CC	31%	38%	70%	78%
95%	85%	52%	43%	mc-Si CA	Out	mc-Si CA	37%	47%	76%	85%
94%	85%	52%	42%	CdTe CA		CdTe CA	37%	47%	77%	86%
95%	85%	51%	42%	mc-Si CC		mc-Si CC	36%	43%	73%	81%
94%	85%	51%	42%	CdTe CC		CdTe CC	37%	44%	74%	82%
99%	92%	57%	47%	mc-Si CA	Nov	mc-Si CA	40%	51%	82%	88%
99%	91%	57%	47%	CdTe CA		CdTe CA	41%	51%	82%	89%
100%	92%	56%	47%	mc-Si CC		mc-Si CC	40%	47%	78%	85%
99%	91%	56%	46%	CdTe CC		CdTe CC	40%	48%	79%	86%
91%	84%	54%	46%	mc-Si CA	Dez	mc-Si CA	44%	54%	84%	90%
90%	84%	54%	46%	CdTe CA		CdTe CA	45%	55%	85%	91%
90%	84%	54%	46%	mc-Si CC		mc-Si CC	43%	51%	80%	86%
90%	84%	53%	45%	CdTe CC		CdTe CC	44%	52%	81%	88%
96%	87%	53%	43%	mc-Si CA	Média	mc-Si CA	40%	51%	82%	91%
96%	86%	53%	43%	CdTe CA		CdTe CA	40%	51%	83%	92%
96%	86%	52%	43%	mc-Si CC		mc-Si CC	39%	47%	78%	87%
96%	86%	52%	43%	CdTe CC		CdTe CC	40%	48%	79%	88%

Nota-se na Tabela 42 que as Taxas de Autossuficiência do Cenário Noite em abril, de junho a setembro e em novembro foram aproximadamente 90%. Entretanto, para os cenários Ponta e Base as TS nesses meses ficaram próximas às médias do quartel. No período de janeiro a março e nos meses de outubro e dezembro, as TS do Cenário Dia foram próximas a 90%, enquanto no Cenário Noite foram de aproximadamente 85% (Tabela 42). Observa-se que nesses meses o ganho de autossuficiência em função do aumento da capacidade do sistema de armazenamento e de seu horário de despacho mais amplo foi pequeno (de 6% a 9% apenas). Exceção a esse padrão foram os sistemas em CC no mês de março, cujas TS foram de 97% (mc-Si) e 95% (CdTe), apresentando uma diferença de 12% e 11% em relação ao Cenário Noite, respectivamente. Percentualmente, as TS dos Cenários Base e Ponta não apresentaram grande variação ao longo do ano e resultaram em desempenho menores no período de abril a outubro.

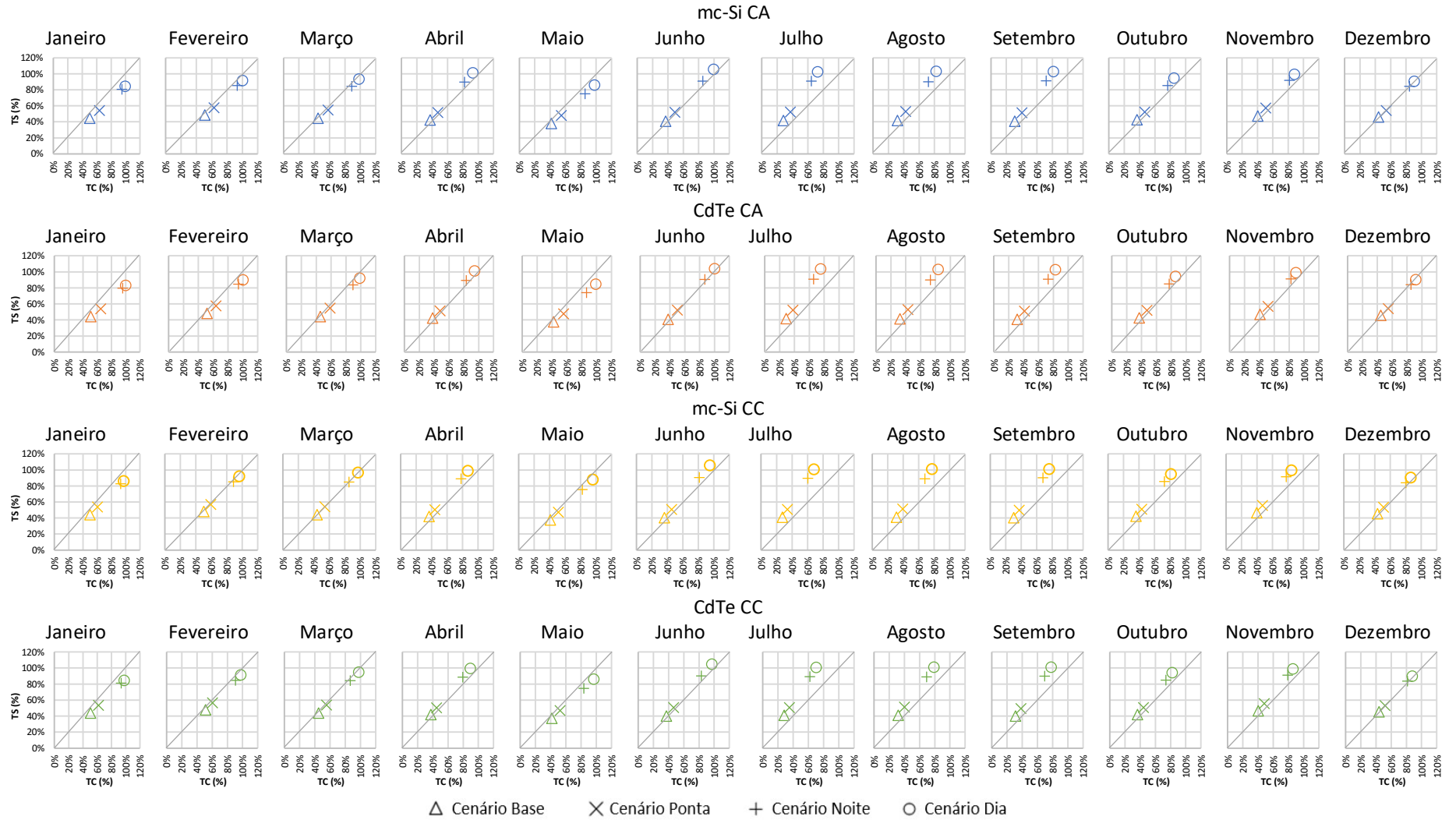
Observa-se na Tabela 42 que no mês de abril e no período de junho a outubro, as TC do Cenário Base foram inferiores a 40%, mostrando baixa compatibilidade entre as curvas de geração e de consumo. Mesmo nos meses com menores gerações de energia proporcionados pelos baixos níveis de irradiação solar (como junho e julho, por exemplo), a geração fotovoltaica excedeu o consumo no horário solar, resultando em um percentual de energia exportada que variou entre 62% e 72% da energia gerada total em junho e julho quando não há sistemas de armazenamento (Cenário Base). Nota-se que o mês de maio não acompanhou a tendência pois o consumo é elevado e a geração baixa. O mês de julho (menor consumo) resultou nas piores Taxas de Autoconsumo. Há muito excedente de energia mesmo após o consumo local no horário solar e as TC desse mês ficaram abaixo de 29% no Cenário Base. Mesmo com os sistemas de armazenamento do Cenário Dia, a maior TC foi de 75% (CdTe CA). A geração e o consumo em janeiro e em fevereiro foram altos. Por isso, aproximadamente metade da energia gerada foi exportada para a rede quando não há armazenamento, enquanto a outra metade foi utilizada para atender as cargas no horário solar.

O acoplamento dos sistemas de armazenamento aumentou o autoconsumo consideravelmente, como pode ser verificado na Tabela 42. De janeiro a junho, as TC dos sistemas no Cenário Dia foram superiores a 96%. As TC do mês de janeiro foram as maiores para os três cenários com armazenamento: de 60% a 65% no Cenário Ponta, de 93% a 96% no Noite e de 97% a 100% no Dia, e nota-se que ocorreu o inverso com as TS. Observa-se que em janeiro ocorreram as menores diferenças entre os Cenários Noite e Dia e as maiores diferenças

entre os Cenários Base e Ponta. Apenas o sistema CdTe CA (janeiro e junho) e os sistemas em CA (fevereiro) resultaram em autoconsumo completo para o quartel, ou seja, a energia exportada para a rede foi nula no período considerado. Julho foi o pior mês para a TC e no período de agosto a dezembro as Taxas de Autoconsumo variaram entre 76% e 91% no Cenário Dia. No Cenário Noite, nota-se diferença no período de novembro a dezembro (maiores TC) e de agosto a outubro (menores TC). Em geral, para o Quartel C2, os valores da TS foram maiores nos sistemas com mc-Si, os da TC foram maiores nos sistemas de CdTe e os desempenhos dos sistemas em CA foram superiores aos sistemas acoplados em CC.

Os gráficos mensais de compatibilidade energética para os sistemas do Quartel C2 são apresentados na Figura 94. Nos meses de janeiro, fevereiro e maio, os pontos representativos dos cenários de todas as configurações de sistema ficaram abaixo da diagonal de energia zero, o que mostra que o Quartel C2 foi um consumidor líquido de energia (ou seja, o autoconsumo superou a autossuficiência, com destaque aos sistemas em CA no mês de janeiro, cujos pontos ficaram distantes da linha de referência). Apesar dos pontos de março estarem bem próximos à diagonal, a TC foi superior à TS, fazendo com que o quartel não seja classificado como de energia zero também em março, com exceção do sistema mc-Si CC (nos quatro cenários, a TS foi igual à TC, ou seja, pontos sobre a reta e o quartel é classificado como de energia zero). O mês de dezembro também foi atípico, pois a alta geração coincidiu com maior consumo de eletricidade. Por isso, em dezembro, a diferença entre TS e TC foi muito pequena em todos os cenários, e os pontos foram plotados quase em cima da diagonal (em alguns casos, coincidiram com a reta, como no sistema mc-Si CA Cenário Ponta e Cenário Noite, em que TS e TC foram os mesmos, iguais a 54% no Ponta e a 84% no Noite). O sistema CdTe CA em dezembro, entretanto, só teve TS maior que TC (ou seja, foi de energia positiva) no Cenário Base. Nos demais cenários, a TC foi superior à TS.

Nos meses de abril e junho, as TS foram maiores que as TC (pontos acima da diagonal de energia zero, conforme Figura 94), permitindo classificação como Instalação Militar de Energia Zero de acordo com LUTHANDER *et al.* (2019). Isso ocorreu também no período de julho a novembro, pois a diferença entre TC e TS aumentou à medida que maiores sistemas de armazenamento com amplos períodos de despacho foram utilizados (destaque especial de julho a setembro). No Cenário Dia no mês de julho, a diferença entre TS e TC foi de até 32%.

Figura 94. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS *versus* TC) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)

No Quartel C3, o consumo de energia foi mais constante ao longo do ano. Isso permitiu uma avaliação mais normalizada dos valores mensais de TS e TC de acordo com os níveis mensais de irradiação (Tabela 43). Os menores valores de TC (28% o menor no Cenário Base e 70% o maior no Cenário Dia), por exemplo, ocorreram em dezembro, mês da maior geração de energia entre todos os quartéis. Nesse mês, houve mínima diferença na TC comparando os Cenários Dia e Noite (menos de 4%) e a máxima diferença entre as TS dos Cenário Noite e Ponta (44% a mais de autossuficiência). No Cenário Noite, o quartel se tornou praticamente autossuficiente em dezembro, com taxas acima de 97%, e no Cenário Dia superou-se os 100% da autossuficiência, com TS de 102% (sistemas CA) e 101% (sistemas CC).

As menores taxas de autossuficiências em todos os cenários ocorreram em junho, mês de menor geração fotovoltaica, devido aos baixos níveis de irradiação solar (Tabela 43). A TS mínima foi de 32% nos sistemas CC Cenário Base, atingindo 43% nos sistemas CA Cenário Ponta, aproximadamente 72% no Cenário Noite e a maior Taxa de Autossuficiência foi de 80% no Cenário Dia (CdTe CC). Devido a isso, o mês de junho foi o que apresentou o maior autoconsumo (Tabela 43b), sendo o único do ano em que toda a energia gerada nos sistemas foi utilizada por completo no local (ou seja, não houve exportação). No Cenário Noite, as TC em junho ficaram próximos a 90%, diferindo dos demais meses, em que os valores ficaram entre 60% e 80%. No Cenário Ponta, a maior TC em junho foi de 57% (mc-Si CA), e todas as TC do Cenário Base foram de 41% (CA) e 40% (CC).

No mês de outubro, as TC do Cenário Base também foram superiores a 40% e no Cenário Ponta, esse mês foi o único além de junho com TC superior a 50%. Os sistemas de armazenamento do Cenário Noite e do Cenário Dia, entretanto, não resultaram em aumentos significativos em comparação aos obtidos em junho (TC entre 82% e 87% no Noite e entre 93% e 98% no Dia). Mesmo assim, o mês de outubro teve as segundas maiores TC do ano, que estão relacionadas com as baixas taxas de autossuficiência obtidas no mês (em torno de 90% no Cenário Dia, 80% no Cenário Noite, 48% no Ponta e 39% no Base), conforme Tabela 43.

O Quartel C3 obteve autossuficiência superior a 100% no Cenário Dia nos meses de fevereiro, julho, setembro, novembro e dezembro (maior TS de 103%). Nesses meses, as TS do Cenário Noite foram maiores que 90% (exceto para julho, que ficou próximo a 88%), fornecendo elevadas autossuficiências para o quartel mesmo com menores capacidades de armazenamento (Tabela 43).

Tabela 43. TS e TC mensais dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento do Quartel C3 (Castro, PR)

TS Dia	TS Noite	TS Ponta	TS Base	Sistema	Mês	Sistema	TC Base	TC Ponta	TC Noite	TC Dia
91%	86%	52%	43%	mc-Si CA	Jan	mc-Si CA	39%	49%	81%	86%
91%	87%	52%	43%	CdTe CA		CdTe CA	38%	48%	80%	84%
90%	86%	50%	42%	mc-Si CC		mc-Si CC	38%	46%	78%	82%
91%	86%	50%	42%	CdTe CC		CdTe CC	38%	45%	77%	81%
102%	93%	53%	45%	mc-Si CA	Fev	mc-Si CA	36%	45%	79%	86%
102%	93%	53%	45%	CdTe CA		CdTe CA	36%	44%	77%	85%
101%	91%	52%	44%	mc-Si CC		mc-Si CC	36%	42%	74%	82%
101%	92%	52%	44%	CdTe CC		CdTe CC	35%	41%	73%	80%
96%	88%	51%	40%	mc-Si CA	Mar	mc-Si CA	35%	47%	81%	89%
97%	88%	51%	40%	CdTe CA		CdTe CA	35%	46%	80%	87%
96%	86%	49%	39%	mc-Si CC		mc-Si CC	35%	44%	76%	85%
97%	87%	49%	39%	CdTe CC		CdTe CC	34%	43%	76%	84%
92%	84%	49%	39%	mc-Si CA	Abr	mc-Si CA	33%	43%	74%	81%
93%	84%	49%	40%	CdTe CA		CdTe CA	33%	42%	72%	80%
92%	82%	47%	39%	mc-Si CC		mc-Si CC	33%	40%	69%	77%
92%	83%	47%	39%	CdTe CC		CdTe CC	32%	39%	68%	76%
96%	84%	49%	39%	mc-Si CA	Mai	mc-Si CA	35%	46%	80%	92%
96%	84%	49%	39%	CdTe CA		CdTe CA	35%	46%	79%	90%
95%	82%	47%	38%	mc-Si CC		mc-Si CC	35%	43%	75%	87%
95%	83%	47%	38%	CdTe CC		CdTe CC	34%	43%	74%	86%
76%	72%	43%	33%	mc-Si CA	Jun	mc-Si CA	41%	57%	94%	100%
77%	72%	43%	33%	CdTe CA		CdTe CA	41%	56%	93%	100%
79%	71%	42%	32%	mc-Si CC		mc-Si CC	40%	53%	89%	100%
80%	72%	42%	32%	CdTe CC		CdTe CC	40%	53%	89%	100%
103%	88%	48%	39%	mc-Si CA	Jul	mc-Si CA	30%	39%	71%	83%
103%	88%	48%	39%	CdTe CA		CdTe CA	30%	38%	70%	82%
100%	87%	46%	38%	mc-Si CC		mc-Si CC	30%	36%	67%	78%
101%	87%	47%	38%	CdTe CC		CdTe CC	29%	36%	66%	77%
81%	74%	45%	36%	mc-Si CA	Ago	mc-Si CA	33%	44%	73%	80%
81%	74%	45%	36%	CdTe CA		CdTe CA	33%	43%	72%	79%
81%	72%	43%	35%	mc-Si CC		mc-Si CC	33%	41%	68%	76%
81%	73%	43%	35%	CdTe CC		CdTe CC	32%	40%	67%	75%
102%	93%	52%	42%	mc-Si CA	Set	mc-Si CA	32%	41%	73%	81%
102%	93%	53%	42%	CdTe CA		CdTe CA	32%	41%	72%	80%
101%	90%	51%	42%	mc-Si CC		mc-Si CC	32%	38%	68%	76%
101%	91%	51%	42%	CdTe CC		CdTe CC	31%	38%	68%	75%
89%	80%	48%	39%	mc-Si CA	Out	mc-Si CA	41%	53%	87%	98%
90%	80%	48%	39%	CdTe CA		CdTe CA	40%	52%	86%	97%
90%	78%	47%	38%	mc-Si CC		mc-Si CC	40%	49%	82%	94%
90%	79%	47%	38%	CdTe CC		CdTe CC	40%	48%	82%	93%
102%	93%	54%	43%	mc-Si CA	Nov	mc-Si CA	34%	44%	76%	83%
103%	93%	54%	43%	CdTe CA		CdTe CA	33%	43%	74%	82%
101%	90%	52%	43%	mc-Si CC		mc-Si CC	33%	41%	71%	79%
102%	91%	52%	43%	CdTe CC		CdTe CC	33%	40%	70%	78%
102%	97%	54%	44%	mc-Si CA	Dez	mc-Si CA	29%	37%	66%	70%
102%	97%	54%	44%	CdTe CA		CdTe CA	28%	36%	65%	68%
101%	96%	52%	44%	mc-Si CC		mc-Si CC	29%	34%	63%	66%
101%	96%	52%	44%	CdTe CC		CdTe CC	28%	33%	62%	64%
94%	86%	50%	40%	mc-Si CA	Média	mc-Si CA	35%	45%	78%	86%
95%	86%	50%	40%	CdTe CA		CdTe CA	34%	45%	77%	84%
94%	84%	48%	40%	mc-Si CC		mc-Si CC	34%	42%	73%	82%
94%	85%	48%	40%	CdTe CC		CdTe CC	34%	42%	73%	81%

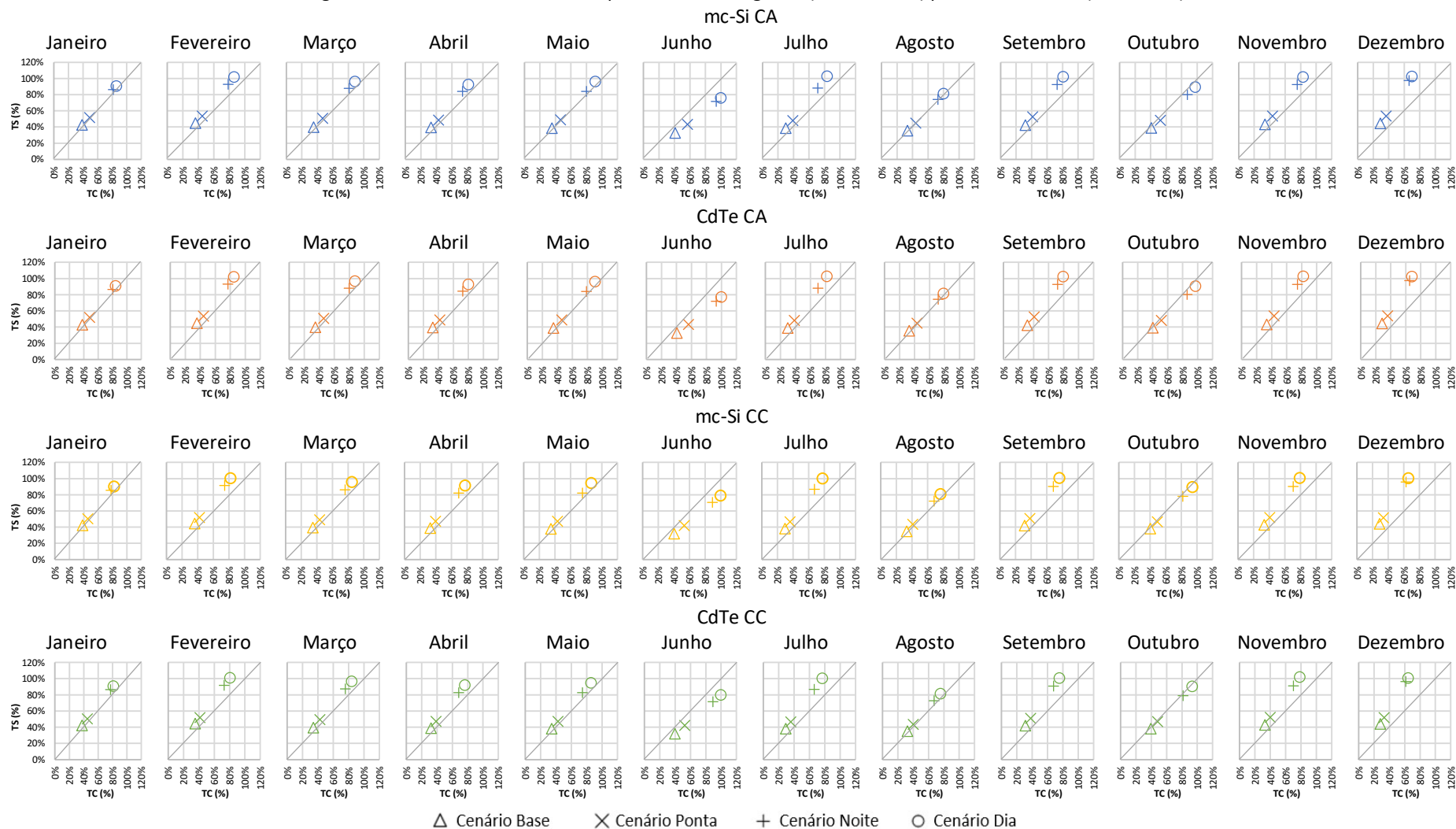
Observa-se na Tabela 43 que o segundo pior desempenho mensal de acordo com os valores da Taxa de Autossuficiência ocorreu em agosto (máxima de 81% no Cenário Dia). Diferentemente de junho (mês de pior desempenho), entretanto, como a geração em agosto foi maior, as Taxas de Autoconsumo não foram tão elevados, chegando no máximo a 80%. As maiores diferenças entre cenários foram observadas no mês de julho, quando o quartel aumentou em 40% sua autossuficiência pela utilização dos sistemas no Cenário Noite em comparação com os sistemas do Cenário Ponta, e mais aproximadamente 15% nas condições de armazenamento do Cenário Dia.

Observa-se que, exceto em junho, outubro e dezembro, as Taxas de Autoconsumo apresentaram pequena variação (Tabela 43): no Cenário Base, de 33% a 38%; no Cenário Ponta, de 39% a 46%; no Cenário Noite, de 66% a 81%; e no Cenário Dia, de 75% a 89%. Como nos outros quartéis, o maior ganho de autoconsumo foi obtido entre os Cenários Ponta e Noite. Além disso, os sistemas modelados em CA resultaram em melhor desempenho tanto para autossuficiência quanto para autoconsumo, em comparação aos sistemas com inversores híbridos (CC).

Nota-se na Tabela 43 que, em todos os meses, os menores valores da TS e da TC por cenário para o Quartel C3 foram alcançados pelos sistemas CdTe CC, concordando com o já observado nos outros dois quartéis. Isso aponta para menor compatibilidade entre os perfis de geração de sistemas fotovoltaicos com inversores híbridos e módulos de CdTe.

Os pontos relacionando as TS e as TC mensais e as diagonais de energia zero para o Quartel C3 são apresentados na Figura 95. Apenas em dois meses o quartel não pode ser classificado de energia zero ou positiva de acordo com a definição de LUTHANDER *et al.* (2019), que considera apenas consumo e geração fotovoltaica para o balanço energético. Isso ocorreu em junho, mês com os menores níveis de irradiação, e em outubro, quando a geração fotovoltaica não foi tão elevada e o consumo superou 35.000 kWh. Em junho, o autoconsumo foi bem superior à autossuficiência, e seus pontos ficaram bem distantes da diagonal. Esse foi o único mês em que isso ocorreu de forma mais acentuada dentre os três quartéis. Em junho, todos os sistemas tiveram autoconsumo completo (100%), mas a suficiência não superou os 80% (a diferença chegou a 24%).

Figura 95. Gráficos mensais de compatibilidade energética (TS versus TC) para o Quartel C3 (Castro, PR)



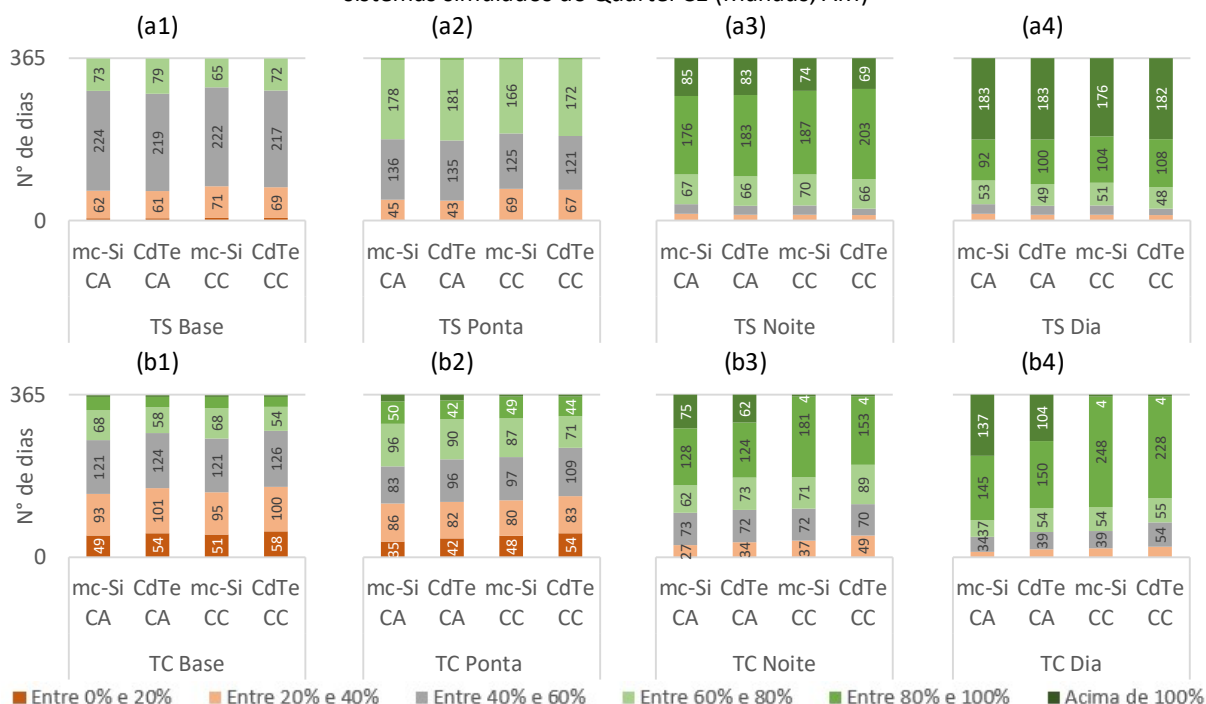
Percebe-se na Figura 95 que em outubro, a diferença entre TS e TC foi pequena (no máximo 9% para mc-Si CA no Cenário Dia). Nos demais meses, os pontos ficaram acima da diagonal de referência, apresentando maior autossuficiência que autoconsumo. Em fevereiro, julho, setembro, novembro e dezembro, os pontos ficaram mais distantes da reta, com o quartel sendo de energia positiva. Destaca-se o mês de julho, em que há grande diferença entre os pontos do Cenário Noite e do Cenário Dia. Nesse mês, todos os cenários foram de energia positiva e percebe-se que o Cenário Dia resultou nas maiores autossuficiências do ano. Nos meses de dezembro e janeiro, praticamente os pontos dos Cenários Noite e Dia para as quatro configurações de sistema se sobrepueram. Em janeiro, março, abril e maio, o quartel é de energia positiva (TS maior que TC), mas a diferença é bem reduzida, com os pontos em todos os sistemas e cenários bem próximos à reta. Também se nota que, como já observado nos Quartéis C1 e C2, as diferenças entre TS e TC aumentaram com a utilização de maiores sistemas de armazenamento (os pontos afastam-se mais da reta nos cenários Noite e Dia).

4.6.3 TS e TC diárias

Reduzir o intervalo de tempo para o cálculo dos indicadores TS e TC de meses para dias permitiu avaliar detalhadamente o impacto da utilização dos sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos. A análise foi conduzida verificando a frequência de ocorrências de dias de TS e TC nas seguintes faixas de valores: de 0% a 20%; de 20% a 40%; de 40% a 60%; de 60% a 80%; de 80% a 100%; e maiores ou iguais a 100%.

Para o Quartel C1, as quatro modelagens dos sistemas fotovoltaicos do Cenário Base obtiveram resultados similares (Figura 96a1). Na maior parte dos dias do ano (aproximadamente 220 dos 365), o valor da TS foi mediano, entre 40% e 60%. Os dias restantes foram divididos praticamente pela metade em dias em que a TS ficou entre 20% e 40% e entre 60% e 80%, cada uma das faixas com em média 70 dias cada. Nos sistemas em CA a quantidade de dias com maiores TS foi maior que nos sistemas em CC. Em apenas 5 ou 6 dias a TS foi menor que 20% e não houve nenhum dia com valores superiores a 80%. As Taxas de Autoconsumo diárias no Cenário Base (Figura 96b1) variaram em mais faixas, com a maior parte dos dias ainda na faixa mediana de TC (entre 40% e 60%), mas com aproximadamente 50 dias com TC inferiores a 20%, 25 dias com TC entre 80% e 100% e 4 dias em que toda a energia gerada foi consumida localmente, mesmo sem sistema de armazenamento.

Figura 96. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)



À medida que a capacidade dos sistemas de armazenamento aumenta, observa-se que a quantidade de dias com maiores taxas de autossuficiência aumentou, reduzindo e quase eliminando dias com TS baixas. Ao compararmos os Cenários Ponta e Base (Figura 96a2 e Figura 96b2), percebe-se que a quantidade de dias com valores medianos de TS e TC reduziu e a quantidade de dias com taxas entre 60% e 80% aumentou. A quantidade de dias com TS entre 0% e 20% no Cenário Ponta foi menor que a do Cenário Base nas simulações com CA, mas manteve-se igual nas simulações em CC. Nesse caso, dias com valores medianos de TC tornaram-se mais autossuficientes. No Cenário Ponta, a quantidade de sistemas com TC abaixo de 60% reduziu consideravelmente, com exceção do sistema CdTe CC. Os resultados dos sistemas em CA mostram maior número de dias com autoconsumo superior a 100% (15 dias aproximadamente), mesmo no Cenário Ponta.

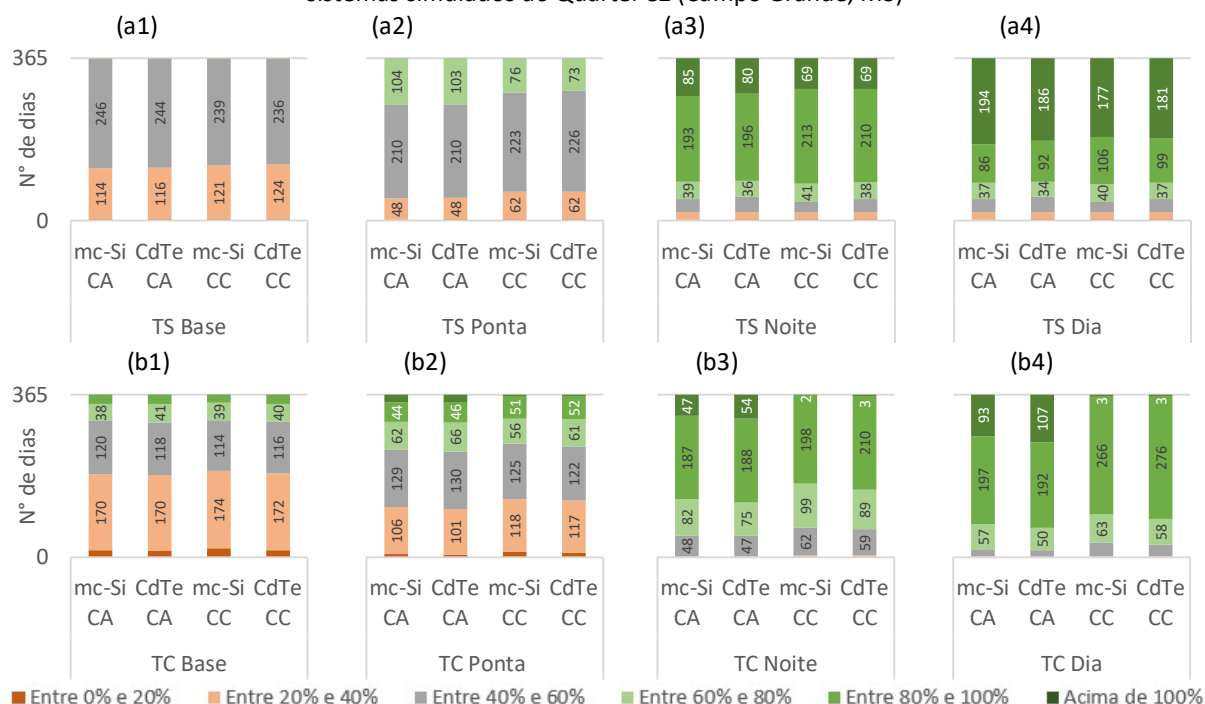
Aumentando a capacidade de armazenamento e as horas de despacho para todo o período noturno, a maior parte dos dias passou a ter TS acima de 80% e em grande quantidade de dias o quartel tornou-se autossuficiente (aproximadamente 75 dias), conforme Figura 96a3. Além disso, os dias com TC inferiores a 40% tornaram-se poucos e nas simulações em CA, aproximadamente 70 dias resultaram em TC igual a 100% (Figura 96b3), o que não ocorreu nas simulações CC, quando a quantidade de dias com autoconsumo pleno foi a mesma do Cenário Base (apenas 4 dias), sendo entre 80% e 100% a faixa de TC mais frequente.

Comparando os histogramas do Cenário Noite com os do Cenário Dia, a quantidade de dias com TS menores que 80% foi praticamente a mesma e a faixa de valores mais frequente foi a da TS igual ou superior a 100%, o que ocorreu na metade do ano (Figura 96a4). Entretanto, os valores das TC no Cenário Dia mostraram grande diferença entre os sistemas em CA e CC (Figura 96b4), também observada no Cenário Noite. Os sistemas com inversores híbridos não permitiram o autoconsumo completo no quartel (ou seja, uma parte da energia gerada ainda foi exportada para a rede da distribuidora) e em 220 dias a TS ficou entre 80% e 100%. Isso não ocorreu com os sistemas em CA, pois em aproximadamente um terço do ano houve total autoconsumo (137 dias para mc-Si e 104 para CdTe). Percebe-se que os resultados dos sistemas em CA resultaram em mais dias autossuficientes do que os sistemas em CC. O histograma de dias dos sistemas mc-Si CA resultaram em maior autoconsumo para o quartel na maior parte dos dias nos quatro cenários. Os sistemas em CdTe CC resultaram nas melhores TS nos cenários Noite e Dia.

Diferente do Quartel C1, no Cenário Base do Quartel C2 todos os dias possuem TS inferiores a 60%, sendo a maioria entre 40% e 60% (aproximadamente 240 dias), conforme Figura 97a1. A TC possui maior variedade de faixas, com maioria entre 20% e 40% (em torno de 170 dias) e pequenas parcelas abaixo de 20% e acima de 80% (20 dias aproximadamente), conforme Figura 97b1. A adição dos sistemas de armazenamento com despacho no horário de ponta (Cenário Ponta) no Quartel C2 promoveu mudança considerável nas TS diárias, pois em mais de 100 dias (sistemas CA) e em mais de 74 dias (sistemas CC) a TS foi maior que 60% (Figura 97a2). A diferença entre os cenários Base e Ponta mostra que o sistema de armazenamento com período limitado de acionamento ocasionou redução considerável na exportação de energia, proporcionando o aumento da autossuficiência do quartel. Nesse cenário, a quantidade de dias com TC acima de 60% aumentou na mesma proporção, permitindo o consumo local de toda a energia gerada em 10 dias (mc-Si CA), 16 dias (CdTe CA) e 3 dias (sistemas em CC) (Figura 97b2).

A quantidade de dias com TS e TC acima de 80% no Quartel C2 aumentou à medida que a capacidade de armazenamento e o período de despacho foram ampliados, como ocorreu no Quartel C1. Para as Taxas de Autossuficiência dos Cenários Noite e Dia, a distribuição dos dias nas faixas foi praticamente a mesma obtida para o Quartel C1, com autossuficiência acima de 100% por um período de quase 3 meses no Cenário Noite e em metade do ano no Cenário Dia (Figura 97a3 e Figura 97a4).

Figura 97. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

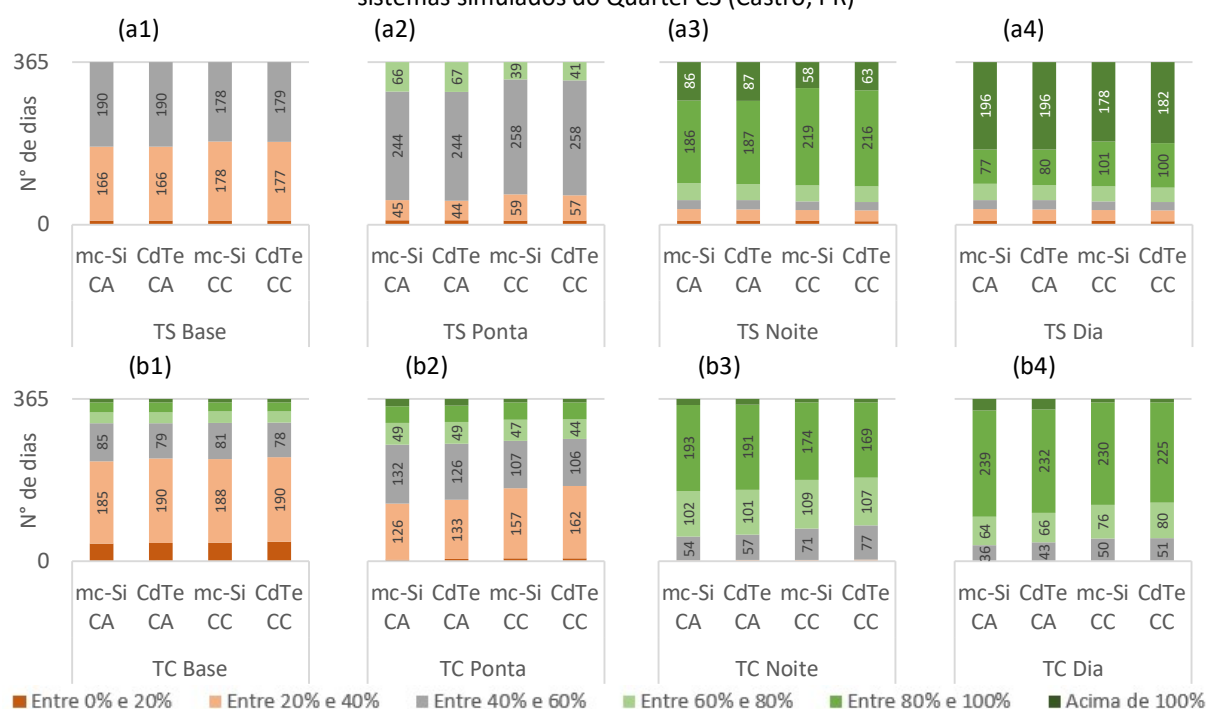


As distribuições de dias por faixa de TC no Cenário Noite e no Cenário Dia foram diferentes, como pode ser visto na Figura 97b3 e na Figura 97b4. Não houve dias com TC inferior a 40%. Em aproximadamente 60 dias a Taxa de Autoconsumo foi inferior a 60% no Cenário Noite e, no Cenário Dia, a quantidade de dias foi de aproximadamente 15 nos sistemas em CA e de no máximo 30 nos sistemas CC. Os sistemas em CC resultaram em autoconsumo de 100% em apenas 2 (Cenário Noite) e 3 (Cenário Dia) dias, mas com os sistemas em CA o quartel consumiu toda a energia gerada em quase 100 dias do ano. O sistema mc-Si CA resultou em mais dias com maiores autossuficiências em todos os cenários, enquanto o sistema CdTe CA em mais dias com maiores TC.

Na Figura 98 são apresentadas as faixas de valores de TS e TC e a frequência de ocorrência deles para os cenários e sistemas do Quartel C3. O perfil de distribuição dos dias foi bem diferente nesse quartel em relação aos demais. Observa-se que no Cenário Base (Figura 98a1), assim como no Quartel C2, não houve nenhum dia com TS acima de 60%. Entretanto, em quase metade do ano os valores de TS foram inferiores a 40%, sendo uma quantidade bem superior à do Quartel C2. Além disso, em torno de 40 dias apresentaram TS abaixo de 20%. Apesar da distribuição da TC no Cenário Base ser parecida à dos demais quartéis, destaca-se que mesmo sem sistema de armazenamento, em oito dias não houve energia exportada para a rede (TC de 100%), conforme Figura 98b1. Isso ocorreu em dias cujos

níveis de irradiação foram baixos (a geração foi menor que 300 kWh diária) e o consumo foi alto (acima de 1.000 kWh), fazendo com que seja observado em todos os cenários dias com autossuficiência muito baixa mesmo com grandes sistemas de armazenamento, que correspondem aos mesmos dias com autoconsumo completo mesmo quando não há sistemas de armazenamento acoplados.

Figura 98. Faixas de valores e frequência de ocorrência de (a) TS e (b) TC diários para os diferentes cenários dos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)



No Cenário Ponta do Quartel C3 (Figura 98a2), a quantidade de dias com TS inferior a 40% diminuiu bastante, mas ainda é observada a existência de dias com TS menor que 20%. A diferença entre sistemas em CA e em CC foi grande nesse cenário, pois os sistemas com inversores independentes resultaram em mais de 60 dias com TS acima de 60%, enquanto com inversores híbridos isso ocorreu em menos de 40 dias. Considerando o autoconsumo no Cenário Ponta (Figura 98b2), percebe-se que a quantidade de dias com TS inferiores a 20% foi praticamente nula, mais da metade do ano possui TC superior a 40% e a quantidade de dias com autoconsumo completo (100%) aumentou nos sistemas em CA (de 8 no Cenário Base para 15), o que não ocorreu nos sistemas em CC. Os sistemas em CC resultaram em mais dias com TC inferior a 40%, e essa foi a principal faixa de TC nesse cenário para esses sistemas.

Com os sistemas de armazenamento modelados para o Cenário Noite (Figura 98a3) e para o Cenário Dia (Figura 98a4) no Quartel C3, as TS aumentaram muito, ficando inferiores a

60% em menos de 55 dias no ano inteiro nos dois cenários. Esses dias foram os mesmos nos dois cenários e apresentam características similares: baixa geração de energia e alto consumo. Nesses cenários, na maior parte dos dias a autossuficiência do quartel fica entre 80% e 100% (Cenário Noite) e é maior que 100% em mais da metade do ano no Cenário Dia.

Percebe-se também que, como ocorrido nos outros dois quartéis, a quantidade de dias em que a TS foi superior a 100% nos sistemas em CC foi menor que a quantidade dos sistemas em CA nos dois cenários com maiores sistemas de armazenamento (Noite e Dia). Finalmente, quanto às Taxas de Autoconsumo dos Cenários Noite e Dia (Figura 98b3 e Figura 98b4), pontua-se que, diferente dos outros quartéis, a quantidade de dias com autoconsumo de 100% variou pouco entre os cenários, sendo mais expressiva apenas no Cenário Dia para os sistemas em CA (26 dias) e não teve alteração nos sistemas em CC (8 dias). O acionamento noturno dos sistemas de armazenamento resultou em Taxas de Autoconsumo superiores a 40% em todos os dias do ano, o que também ocorreu no Cenário Dia. O cenário com maior armazenamento e despacho a qualquer hora do dia (Cenário Dia) resultou em TC entre 80% e 100% a maior parte do ano. Como observado para todos os quartéis, os sistemas em CA forneceram melhor distribuição de dias em faixas de valores de TS e TC altas (acima de 80%) que os sistemas em CC.

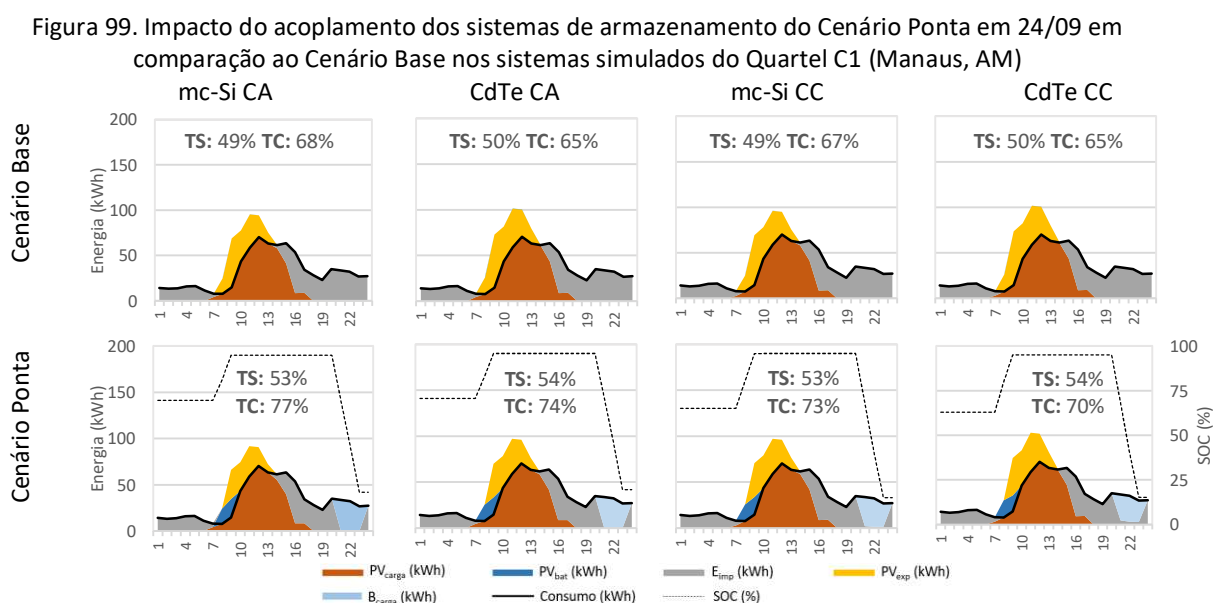
Abordar a quantidade de dias de TS e TC em cada faixa de valor instigou a investigações mais acuradas, de modo a entender o comportamento desses indicadores em dias específicos. Isso permitiu a avaliação dos perfis de geração e consumo e as quantidades de energia exportadas para a rede ou despachadas dos sistemas de armazenamento para a carga. Por isso, em 4.6.4 são apresentados os resultados de TC e TS e o fluxo de energia para os dias que serviram de base para a definição da capacidade de armazenamento de cada cenário, verificando o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento na autossuficiência e ao autoconsumo nos dias com alto consumo. Por fim, em 4.6.5 analisou-se os indicadores e os fluxos de energia nos dias com maiores e menores gerações no ano.

4.6.4 Efeito do armazenamento nos dias referências para os cenários

Esta subseção apresenta o efeito do acoplamento dos sistemas de armazenamento nos indicadores TS e TC e nos fluxos de energia horários nos dias que serviram de referência para o dimensionamento da capacidade de armazenamento dos Cenários Ponta, Noite e Dia

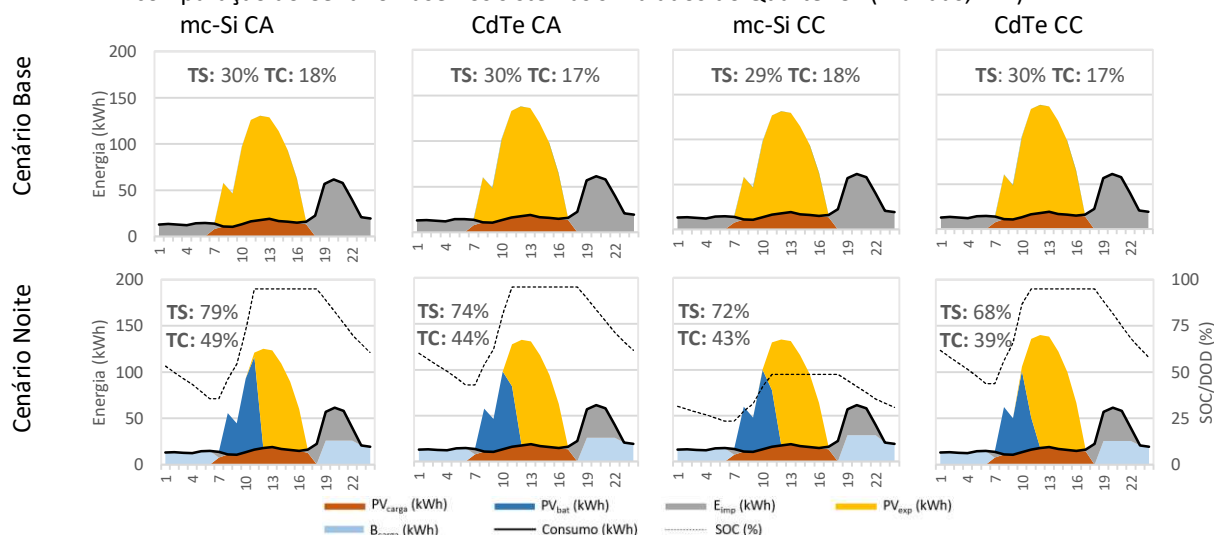
em comparação à autossuficiência, ao autoconsumo e aos fluxos de energia sem sistemas de armazenamento (Cenário Base) nos mesmos dias.

No Quartel C1 (Manaus), o dia de maior consumo no horário de ponta (das 20h às 22:59h) foi 24 de setembro, com consumo de 92 kWh. Observa-se que no Cenário Base a TS foi de 49% (mc-Si) e de 50% (CdTe), enquanto a TC variou de 65% a 68%, como pode ser visto na Figura 99. No Cenário Ponta, observa-se que todo o consumo do quartel foi suprido pelos sistemas de armazenamento nesse período nos sistemas em CA. Nos sistemas em CC, pequena quantidade de energia da rede foi importada nessas horas (apenas 4 kWh nos sistemas com mc-Si e 10 kWh com CdTe). Essa diferença ocorreu pelo maior estado de carga das baterias nos sistemas em CA comparado ao dos sistemas em CC. Como ressaltado no método, os SOC dos sistemas em CC foram calculados ponderando os SOC dos sistemas descentralizados pela capacidade de armazenamento de cada um deles, o que pode ter ocasionado essas diferenças. Nesse dia, o consumo total foi elevado (769 kWh) e o consumo no horário de ponta correspondeu a 12% do consumo total. A TS só aumentou 4% com o uso dos sistemas de armazenamento. Em comparação com o perfil de geração do Cenário Base, percebe-se que parte da energia que foi exportada no Cenário Base foi utilizada para a carga dos sistemas de armazenamento no Cenário Ponta (por volta de 36 kWh). Com isso, os sistemas de armazenamento passaram de SOC próximo a 70% no início do período solar e atingiram o SOC_{máx} às 10h. A pequena parcela utilizada para carregar os sistemas de armazenamento resultou em aumento pouco expressivo na TC, que variou de 70% no CdTe CC (sistema com maior geração) a 77% no mc-Si CA (sistema com menor geração).



O dia de referência para o Cenário Noite do Quartel C1 foi 7 de dezembro, quando o consumo foi de 337 kWh das 0h às 5:59h e das 18h às 23:59h. Como pode ser visto na Figura 100, o consumo horário foi baixo (inferior a 20 kWh em 20h do dia), com 4 horas no período noturno com consumo elevado (máximo de 61 kWh às 19h). Percebe-se que este dia apresentou uma incompatibilidade considerável entre a geração fotovoltaica e o consumo de eletricidade do quartel, o que justifica TS e TC bem baixas (próximos a 30% e 17%, respectivamente). Com o acoplamento do armazenamento, os sistemas em CA alcançaram autossuficiências de 79% (mc-Si) e 74% (CdTe), enquanto nos sistemas em CC as TS foram no máximo 72%.

Figura 100. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Noite em 07/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)

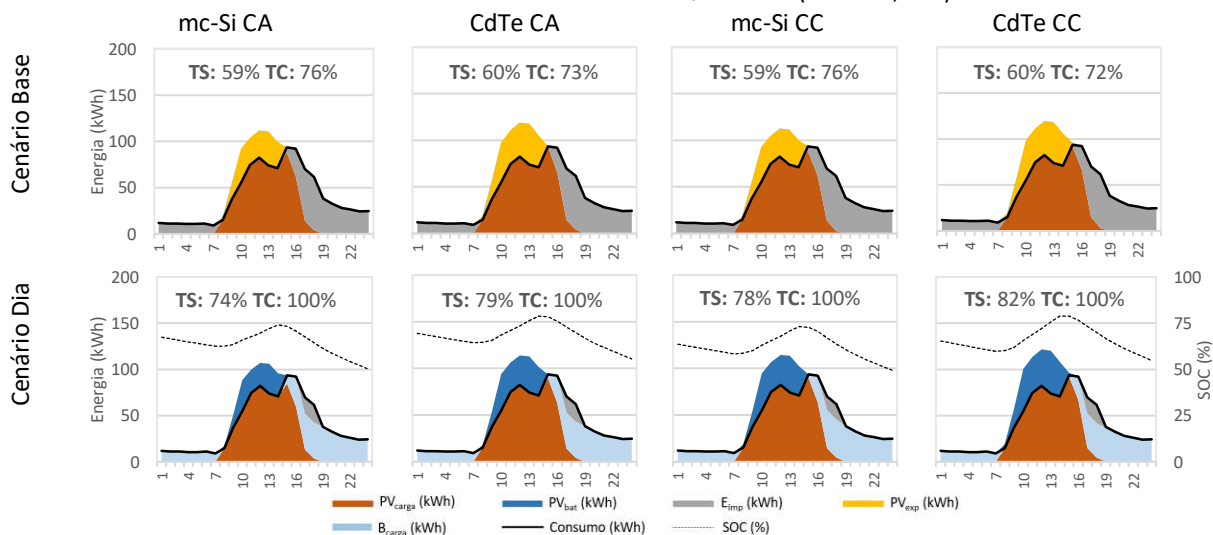


Como se observa na Figura 100, maior quantidade de energia foi utilizada para carregar os sistemas de armazenamento no sistema mc-Si CA nas primeiras horas de geração fotovoltaica (258 kWh), bem acima da fornecida pelo sistema CdTe CC (213 kWh). Todos os sistemas alcançaram SOC_{máx} (95%) ao final do período de carga, permanecendo assim até o início do período noturno. Houve pequena importação de energia da rede às 6h, e das 17h às 22h uma grande parcela do consumo foi suprida pela rede, pois as profundidades de descargas horárias dos sistemas de armazenamento impediram que houvesse despacho para alimentação completa da carga, apesar de estarem com SOC elevados (acima de 68% às 22h). A geração fotovoltaica foi elevada (aproximadamente 870 kWh para mc-Si e 920 kWh para CdTe) frente ao consumo (525 kWh) e, mesmo com os sistemas de armazenamento, exportou-se parte da energia, limitando o aumento do autoconsumo. Apesar disso, a TS foi superior no

Cenário Noite comparado aos obtidos no Cenário Base, com notória diferença entre os sistemas mc-Si CA (menor geração e menor exportação, resultando em TC de 49%) e os CdTe CC (maior geração e maior exportação, resultando em TC de 39%).

Para o Cenário Dia, utilizou-se o dia 18 de junho (consumo de 975 kWh) como referência para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento (Figura 101). Percebe-se grande compatibilidade entre os perfis de geração e consumo, o que resultou em TS próximos a 60% e as TC variaram de 72% a 76% mesmo sem sistema de armazenamento. A geração dos sistemas foi de aproximadamente 760 kWh (mc-Si) e 800 kWh (CdTe). Como o consumo foi maior que a geração, mesmo com a adição de robusto sistema para atender a alta demanda diária, o quartel não conseguiu atingir a autossuficiência, apesar de não ter havido exportação de energia para a rede da concessionária (toda energia gerada por todos os sistemas foi consumida no local ou utilizada para carregar as baterias, ou seja, TC de 100%). Dessa forma, a TS foi no máximo 82% (CdTe CC) e no mínimo 74% (mc-Si CA). Houve importação de energia da rede pelos quatro sistemas apenas 17h e 18h, totalizando 36 kWh. Isso ocorreu pois a energia demandada pela carga nessas horas foi superior à máxima possível que pode ser suprida pelos sistemas de armazenamento.

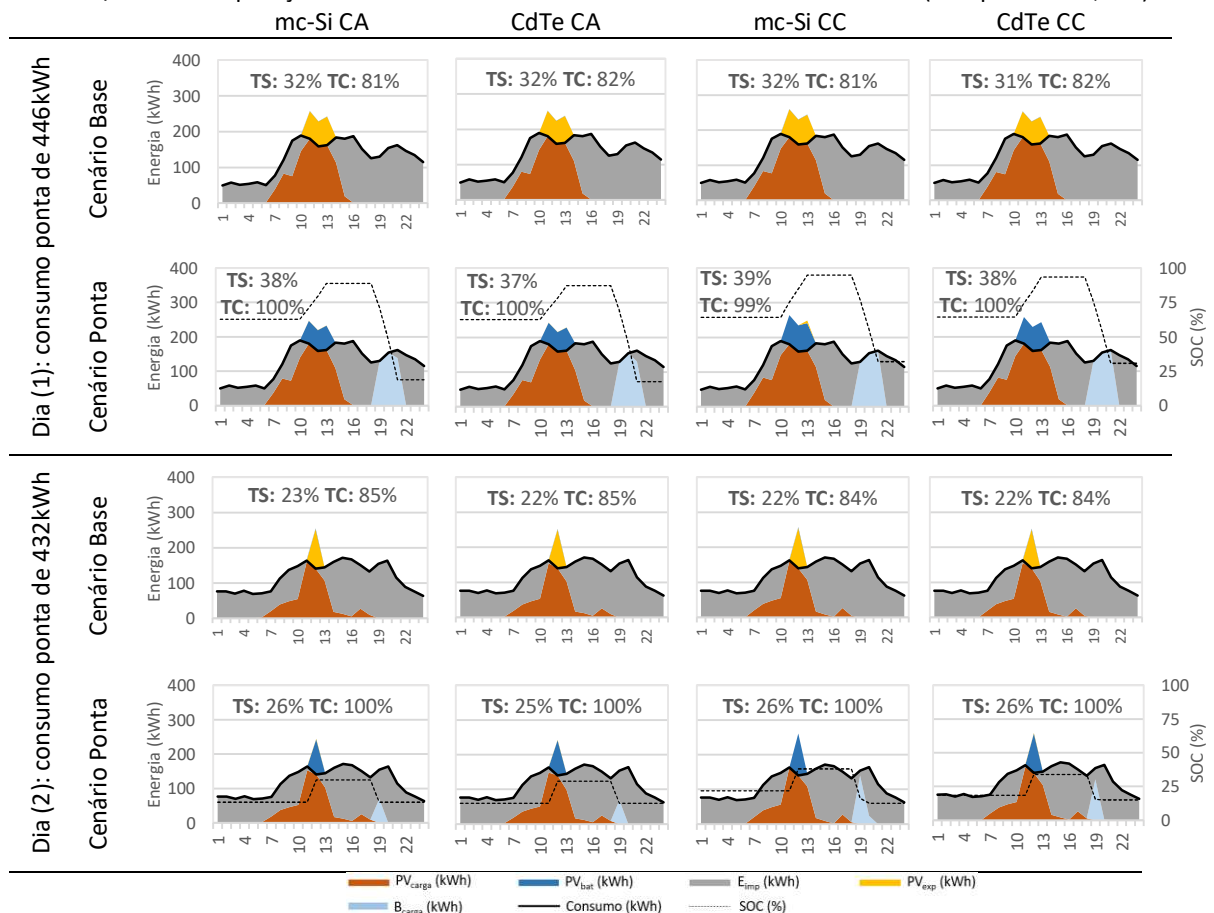
Figura 101. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Dia em 18/6 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C1 (Manaus, AM)



Para os sistemas do Quartel C2, um único dia foi tomado como referência para a modelagem dos sistemas de armazenamento de todos os cenários: 14 de dezembro de 2018 (sexta-feira). No Cenário Ponta, o quartel consumiu 559 kWh das 17:30h às 20:29h. Entretanto, como os resultados do SAM são horários, não permitindo resultados em intervalos

de meia-hora⁶⁴, a programação do despacho nesse cenário contemplou consumo das 18h às 20:59h, que totalizou nesse dia 555 kWh. Os dados anuais de consumo do Quartel C2 foram ajustados de forma que o primeiro dia fosse uma segunda-feira⁶⁵: como 1/1/2019 foi numa terça-feira, o consumo de 31/12/2018 foi utilizado como sendo o primeiro do ano e todos os dias foram deslocados em 1 dia. Isso permitiu que 1/12/2018 (sábado) passasse para um domingo, coincidindo com o dia da semana de 1/1/2019. Dessa forma, o dia 14 de dezembro de 2018 passou a ser sábado, que não é dia útil e, portanto, sem despacho de energia no horário de ponta. Dessa forma, as simulações desse dia não permitiram avaliar o impacto da acoplamento das baterias no Cenário Ponta e, por isso, selecionou-se os dois dias com maiores consumos nesse intervalo de tempo depois de 14/12. São eles: (1) 10/12, com consumo de 446 kWh; e (2) 13/12, com consumo de 432 kWh. Os valores de TS e TC e os perfis de geração e consumo para esses dias são apresentados na Figura 102.

Figura 102. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Ponta em (1) 10/12 e em (2) 13/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



⁶⁴ O SAM permite simulações com resultados em intervalos sub-horários (de 30 em 30 ou de 15 em 15 minutos) se o arquivo climático utilizado tenha dados de irradiação nesse mesmo intervalo, o que não ocorre nos arquivos climáticos utilizados neste trabalho.

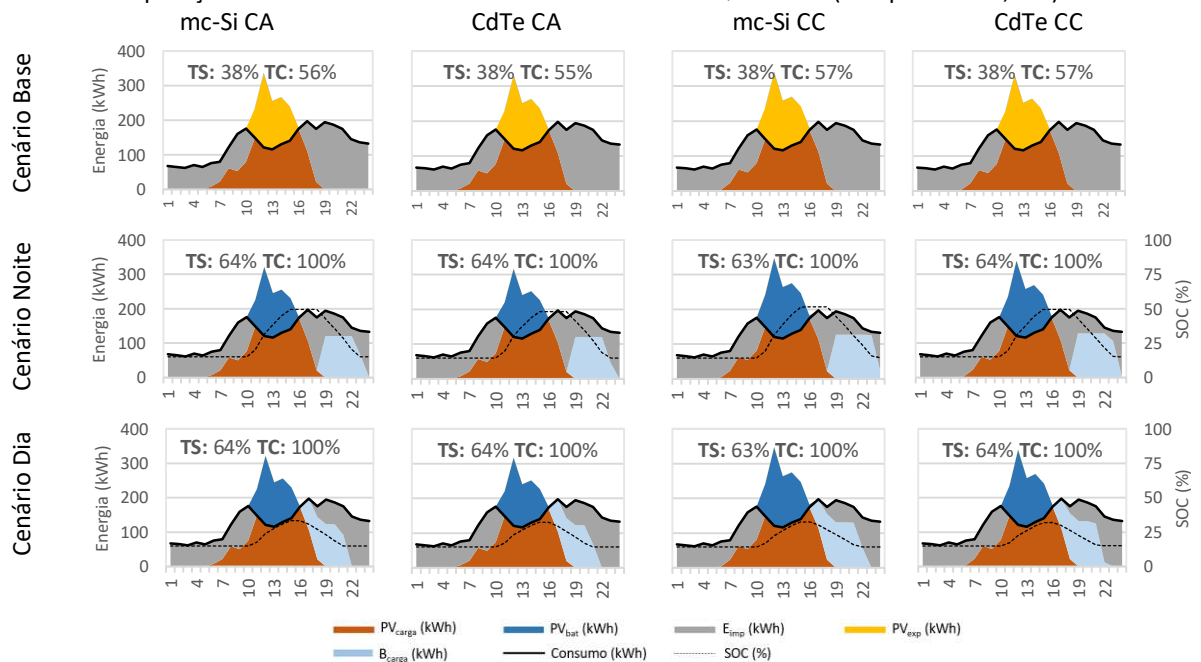
⁶⁵ Para as simulações de armazenamento do SAM, as semanas são consideradas de segunda-feira a domingo.

Observa-se na Figura 102 que o consumo nos dois dias foi elevado em comparação à geração (em 1, o consumo foi 3.054 kWh e a geração em torno de 1.200 kWh, e em 2, o consumo foi de 2.801 kWh e a geração foi inferior a 800 kWh). Por isso, as TS foram baixas mesmo com a utilização dos sistemas de armazenamento, que evitaram a exportação de toda a energia que supera o consumo em horas específicas: alcançaram, no máximo, 39% em 10/12 e 26% em 13/12. O menor consumo em comparação com a geração resultou em grande compatibilidade entre os perfis energéticos no horário solar, resultando em um autoconsumo elevado mesmo sem armazenamento (superior a 80%) e, sem sistemas de armazenamento acoplados, a TC atingiu 100%. No dia 1 (10/12), entretanto, os sistemas mc-Si com armazenamento não impediram a exportação de 7 kWh ao meio-dia, pois o $SOC_{m\acute{a}x}$ (95%) já havia sido atingido. Por isso sua TC foi a única diferente de 100% (99%). Observa-se (dia 10/12) que os sistemas em CA não conseguiram suprir completamente a carga no horário de ponta, devido a SOC muito baixos (abaixo de 20%), diferente do que ocorre nos sistemas CC, quando todo o consumo da ponta foi suprido pelo sistema de armazenamento e ao final o SOC foi superior a 30%. No dia 2 (13/12), uma pequena fração do consumo da ponta foi suprida pelos sistemas de armazenamento. A geração excedente ao meio-dia não possibilitou a carga plena do sistema de armazenamento. Percebe-se que a quantidade de energia despachada para a carga pelos sistemas de armazenamento foi diferente: nos sistemas em mc-Si CA foram 80 kWh, no sistema CdTe CA 69 kWh e nos sistemas em CC a quantidade foi superior a 120 kWh.

Considerando o dia 14/12 nos Cenários Noite e Dia (Figura 103), nota-se uma diferença de aproximadamente 1.300 kWh entre consumo (3.113 kWh) e geração (próximo a 1.800 kWh). No cenário com as maiores capacidades de armazenamento (Cenário Dia), a Taxa de Autossuficiência foi de 64%, enquanto no Cenário Base (sem armazenamento) foi de 38%. Houve forte coincidência entre as curvas de geração no horário solar e consumo, resultando em autoconsumo de até 57% no Cenário Base. Quando foram acoplados os sistemas de armazenamento, o autoconsumo foi a 100%, pois toda a energia exportada para a rede da distribuidora no Cenário Base passou a ser utilizada para elevar o estado de carga dos sistemas de armazenamento. Apesar disso, o $SOC_{m\acute{a}x}$ dos sistemas no Cenário Noite foi inferior a 50% e no Cenário Dia foi de até 33% apenas. Não foi observada diferença nas TS e TC entre os Cenários Noite e Dia. O estado de carga baixo resultou em importação de grande quantidade de energia da rede. No Cenário Noite, o sistema de armazenamento foi acionado das 19h à meia noite, com despacho limitado devido ao estado de carga e à profundidade de descarga,

requerendo nesse período também energia da rede para atender a carga. No Cenário Dia, o SOC impediu despacho de energia a partir das 22h e exigiu a utilização de energia da rede em todas as horas. Nos dois cenários, o total de energia importada da rede foi de aproximadamente 1.250 kWh, diferindo na quantidade de energia importada em cada hora. No Cenário Noite, houve despacho constante próximo a 130 kWh/hora das 19h às 22h e às 23h os sistemas de armazenamento atingiram seus estados de carga mínimos ($SOC_{\min}$ de 15%), resultando em importação de energia da rede em toda a madrugada seguinte. No Cenário Dia, como o despacho não foi limitado ao período noturno, os sistemas de armazenamento alimentaram a carga do quartel de forma variável das 17h (única hora em que não houve importação de energia do período em que a geração foi inferior ao consumo) às 22h (quando o $SOC_{\min}$ de 15% foi atingido). Como nesse dia no período de meia-noite às 6h também apenas a energia da rede alimentou a carga, percebe-se que a ausência de despacho pelo sistema de armazenamento após às 22h (Cenário Dia) e 23h (Cenário Noite) deve ter ocorrido no dia anterior, resultado de geração de energia insuficiente de atender a carga no período solar a ponto de elevar o estado da carga dos sistemas de armazenamento ao seu $SOC_{\max}$ de 95%.

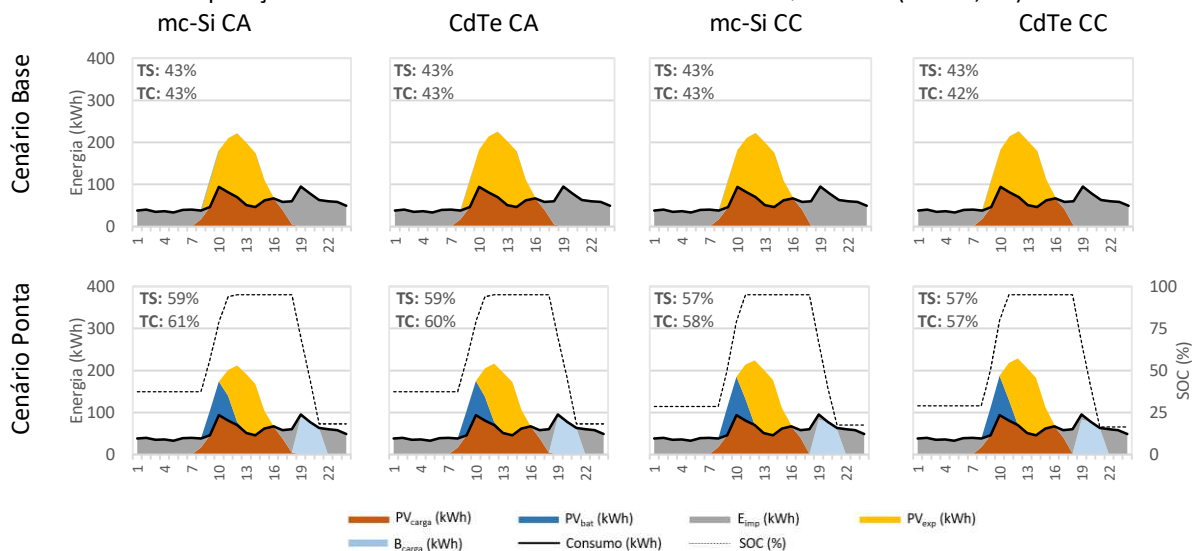
Figura 103. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento dos Cenários Noite e Dia em 14/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



Nas simulações do Quartel C3, o sistema de armazenamento modelado para o Cenário Ponta usou como referência o consumo no horário de ponta do dia 16/5 (233 kWh). Sem os sistemas de armazenamento, as TS e as TC foram iguais a 43% para os sistemas mc-Si CA, CdTe

CA e mc-Si CC e no sistema CdTe a TC foi de 42% e a TS foi igual à dos outros (43%), conforme Figura 104. Observa-se que os sistemas com armazenamento também apresentaram TS e TC semelhantes: nos sistemas em CA variaram de 59% a 61% e nos sistemas em CC entre 57% e 58%. Conforme as definições de Luthander *et al.* (2019), os valores próximos de TS e TC significam compatibilidade entre as curvas de geração e consumo e que o quartel é de energia zero nesse dia. No horário de ponta, praticamente toda a carga foi suprida com a energia armazenada no sistema, que foram carregadas até o SOC_{máx} no começo do período solar.

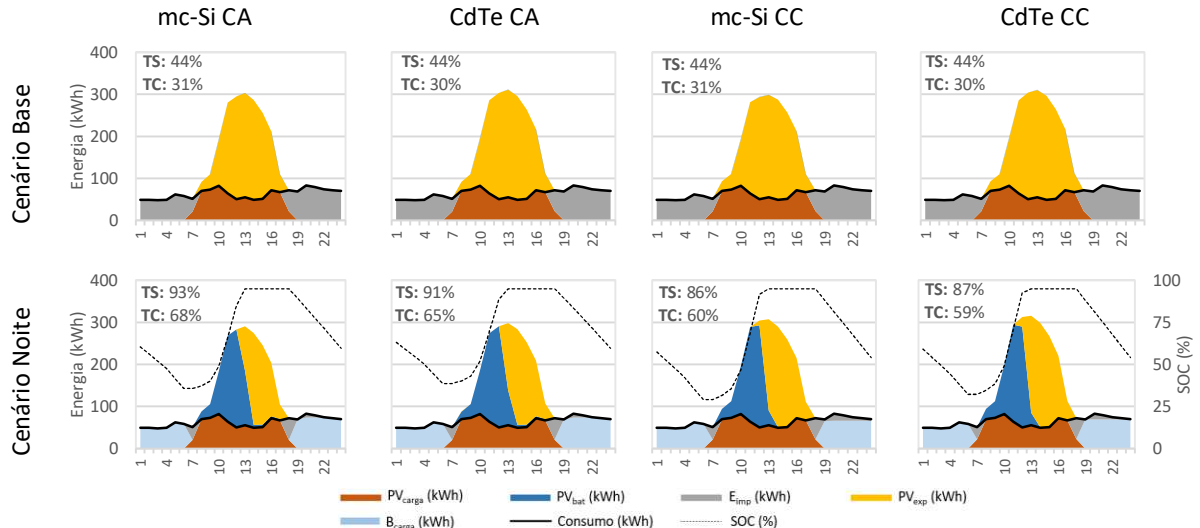
Figura 104. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Ponta em 16/05 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)



Os sistemas de armazenamento do Cenário Noite foram modelados tomando como referência o dia 14/12 e os resultados são apresentados na Figura 105. Percebe-se que a geração desse dia foi superior ao consumo (geração de 2.170 kWh e consumo de 1.518 kWh), o que impediu que mesmo com o armazenamento a TC aumentasse muito. A maior TC ocorreu no sistema mc-Si CA (68% com armazenamento contra 31% sem armazenamento) e o menor foi obtido pelo sistema CdTe CC (59%). A Taxa de Autossuficiência apresentou variação de 44% no Cenário Base para 93% no Cenário Noite (sistema mc-Si CA). A maior geração dos sistemas em CC resultou em maior exportação de energia, já que os sistemas de armazenamento atingiram seu SOC_{máx} ao meio-dia em todas as configurações. Diferente do que ocorreu no dia de referência para o Quartel C2 nesse cenário, houve despacho de energia durante todo o período noturno nos sistemas do Quartel C3, sendo necessário importar da rede pequena quantidade de energia e apenas nas primeiras horas desse período. Fora do período noturno, foi necessário também importar energia da rede no começo do período solar (7h) em todas

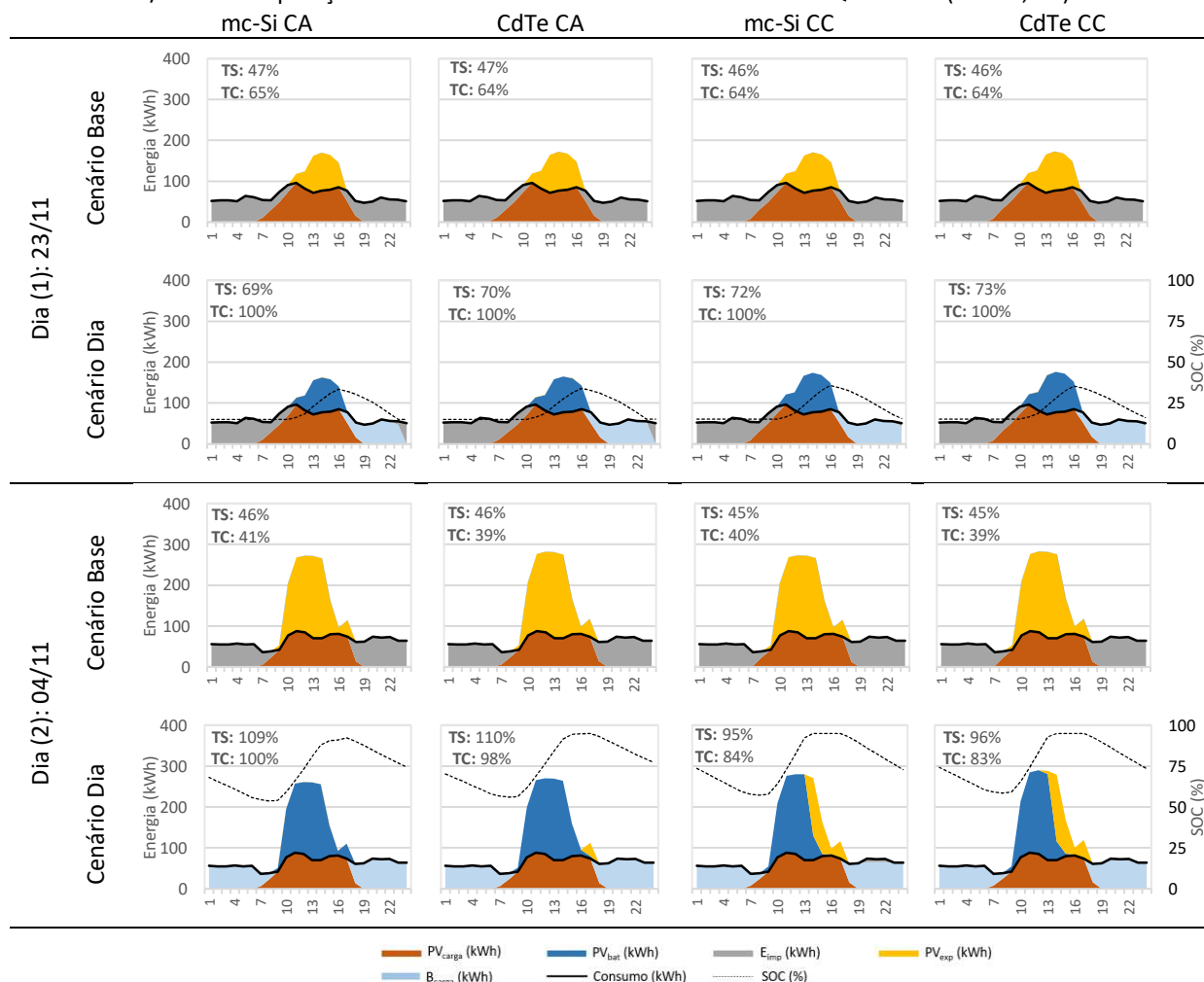
as configurações. Observa-se que o sistema mc-Si CC resultou na maior importação de energia no período noturno (134 kWh).

Figura 105. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Noite em 14/12 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)



O maior consumo diário do Quartel C3 foi de 1.545 kWh e ocorreu em dois dias: (1) 23/1; e (2) 4/11. Esse consumo foi considerado como referência para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Dia. Observa-se na Figura 106 que a diferença entre os perfis de geração dos dois dias: em 23/1, a geração foi de aproximadamente 1.110 kWh, enquanto em 4/11 atingiu quase 1.800 kWh. Isso resultou em Taxas de Autossuficiências diferentes quando há sistemas de armazenamento (aproximadamente 70% em 23/1 e 100% em 4/11) apesar de serem praticamente iguais a 46% nos dois dias quando não há sistemas de armazenamento. Em 23/1, que apresentou o menor perfil de geração, houve maior compatibilidade entre as curvas e a TC dos sistemas sem armazenamento foi de aproximadamente 64%. Nas simulações com sistemas de armazenamento, toda a energia excedente foi utilizada para o carregamento dos sistemas de armazenamento até um SOC próximo a 35%. Como não houve exportação, a TC foi de 100% em todas as configurações de sistema. O despacho de energia dos sistemas de armazenamento para a carga nesse dia só ocorreu no período das 16h às 23h, com importação de energia apenas na última hora, devido à redução do SOC para o valor mínimo (15%). Perfil similar deve ter sido observado no dia anterior a esse, o que fez com que das 0h às 6h a carga fosse atendida completamente pela rede da distribuidora de energia.

Figura 106. Impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento do Cenário Dia em (1) 23/01 e em (2) 04/11 em comparação ao Cenário Base nos sistemas simulados do Quartel C3 (Castro, PR)



No dia 2 (Figura 106), também referência para o Cenário Dia do Quartel C3, observa-se que devido ao seu perfil de geração elevado, as TC no Cenário Base foram aproximadamente 40%. No Cenário Dia a diferença entre os sistemas foi mais perceptível devido à quantidade de energia exportada em cada um deles. Apenas em mc-Si CA houve autoconsumo total (100%). Mesmo utilizando toda a energia excedente no horário solar os sistemas de armazenamento atingiram estado de carga máximo de 92%. Isso não ocorreu nas outras configurações de sistema, em que os sistemas de armazenamento atingiram o SOC_{máx} (95%) sem a utilização de todo o excedente de energia no horário solar. Desse modo, parte da energia foi exportada para a rede da distribuidora, reduzindo o autoconsumo. Os sistemas em CC resultaram em Taxas de Autoconsumo baixas, pois a parcela de energia exportada para a rede é grande. A quantidade de energia exportada nos sistemas em CC resultou em TS inferiores a 100%, enquanto as obtidas pelos sistemas em CA foram 109% para mc-Si e 110%

para CdTe. Apesar de no sistema CdTe CA ter havido exportação energia, sua TS foi superior à do sistema mc-Si CA por conta da sua maior geração (1.799 kWh contra 1.749 kWh).

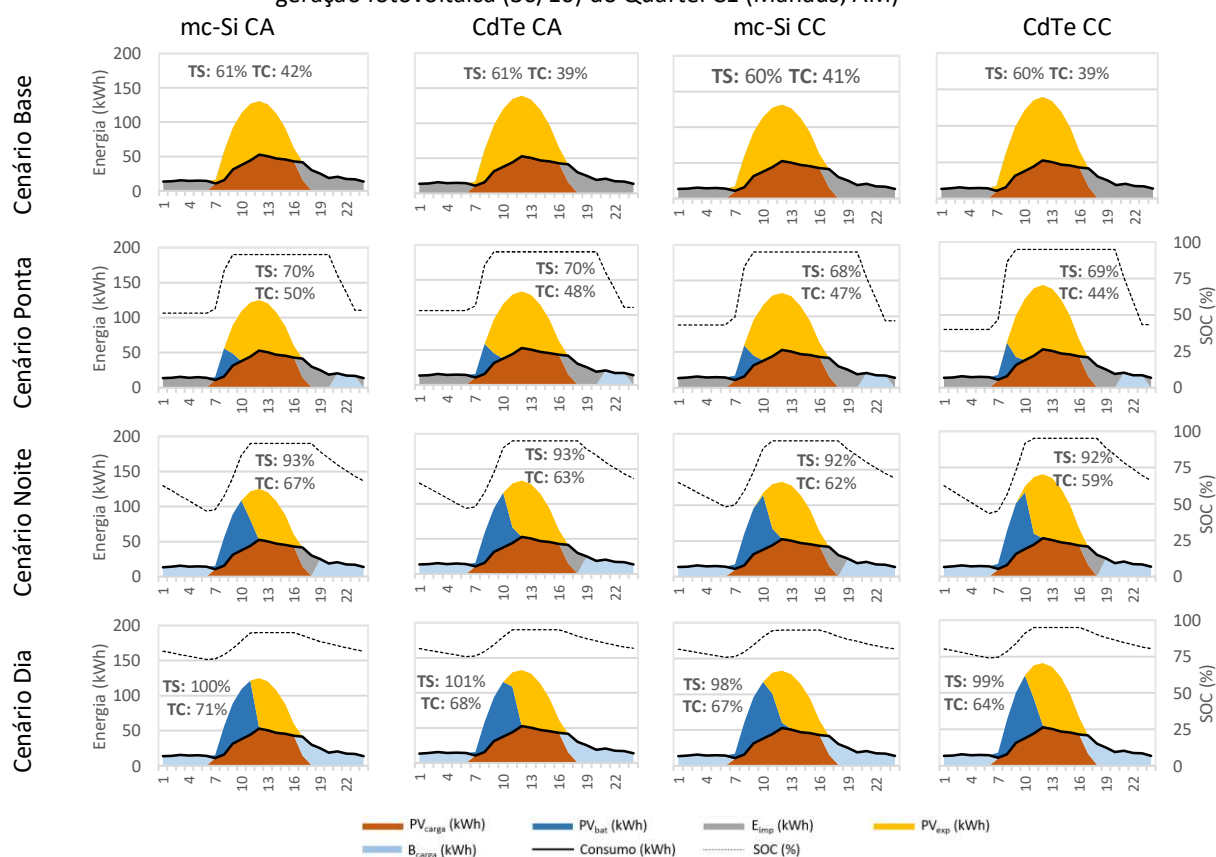
Os sistemas de armazenamento reduziram a energia exportada, expandindo o autoconsumo nos horários em que há geração fotovoltaica. Os indicadores mostraram que não há garantia de o sistema híbrido adotado resultar em autossuficiência ou autoconsumo de 100%, pois esses indicadores estão fortemente relacionados com os níveis de geração e consumo do dia. Exemplo disso é o dia 1 de referência do Cenário Dia do Quartel C3. Mesmo no maior sistema de armazenamento simulado, a intermitência da geração fotovoltaica e a variação do consumo resultaram em autossuficiências inferiores a 100%. Considerando os efeitos dos perfis de geração, a próxima subseção apresenta os efeitos dos sistemas de armazenamento nos dias de maior e menor geração na autossuficiência e no autoconsumo.

4.6.5 Análise nos dias de maior e menor geração

O dia de maior geração de energia do Quartel C1 foi 30 de outubro, com total diário próximo a 950 kWh (mc-Si) e 1.000 kWh (CdTe). O consumo desse dia foi de 650 kWh, com 420 kWh no horário solar e 230 kWh fora do período solar. Na Figura 107 constam os indicadores por cenário e sistema e os perfis horários de geração e consumo. Sem o sistema de armazenamento, todo o excedente de energia foi exportado para a rede, o que resultou em Taxas de Autossuficiência e Autoconsumo de, aproximadamente, 60% e 40%, respectivamente. Utilizando os bancos de baterias para armazenamento, a TS aumentou cerca de 10% no Cenário Ponta, para todos os sistemas. A TC aumentou consideravelmente (cerca de 9%) nos sistemas em CA. Parte da energia excedente durante as primeiras horas de geração foi utilizada para a carga dos sistemas de armazenamento, mas, devido à pequena capacidade de armazenamento e pelos sistemas em CC possuírem perfis de geração maiores, maior quantidade de energia foi exportada, impedindo um aumento expressivo da TC (apenas 6% em relação ao Base com mc-Si e de 5% com CdTe). A diferença aconteceu nos demais cenários também, com menores TC ocorrendo no sistema CdTe CC. A TS atingiu 93% no Cenário Noite nos sistemas CA, reduzindo significativamente a energia importada da rede. Ocorreu importação apenas no período das 16h às 17h, porque mesmo com o sistema no $SOC_{máx}$, o sistema não está configurado para despachar nesse período. Como os sistemas possuem maior capacidade de armazenamento, mais energia gerada no local foi armazenada para

consumo posterior e os sistemas atingem o $SOC_{m\acute{a}x}$, diminuindo a energia exportada. Por isso, o autoconsumo aumentou, variando entre 59% a 67%. A diferença entre as TS e as TC dos Cenários Noite e Ponta foi a maior. No Cenário Dia, os sistemas em CA apresentaram desempenho superior, resultando em valores próximos a 100%. Nos períodos sem geração de energia, a carga foi exclusivamente alimentada pelos sistemas de armazenamento, não havendo a necessidade de importar energia da rede. A geração excedente das primeiras horas do dia foi utilizada no carregamento dos sistemas de armazenamento até que o $SOC_{m\acute{a}x}$ de 95% fosse atingido. O consumo no período noturno foi baixo, permitindo que com a configuração de despacho fosse possível suprir a carga (sem limitações relativas ao SOC ou DOD). A TC foi no máximo 71% em mc-Si CA (aumento de 4% em relação ao Noite) e no mínimo 64% em CdTe CC (aumento de 5% em relação ao Noite).

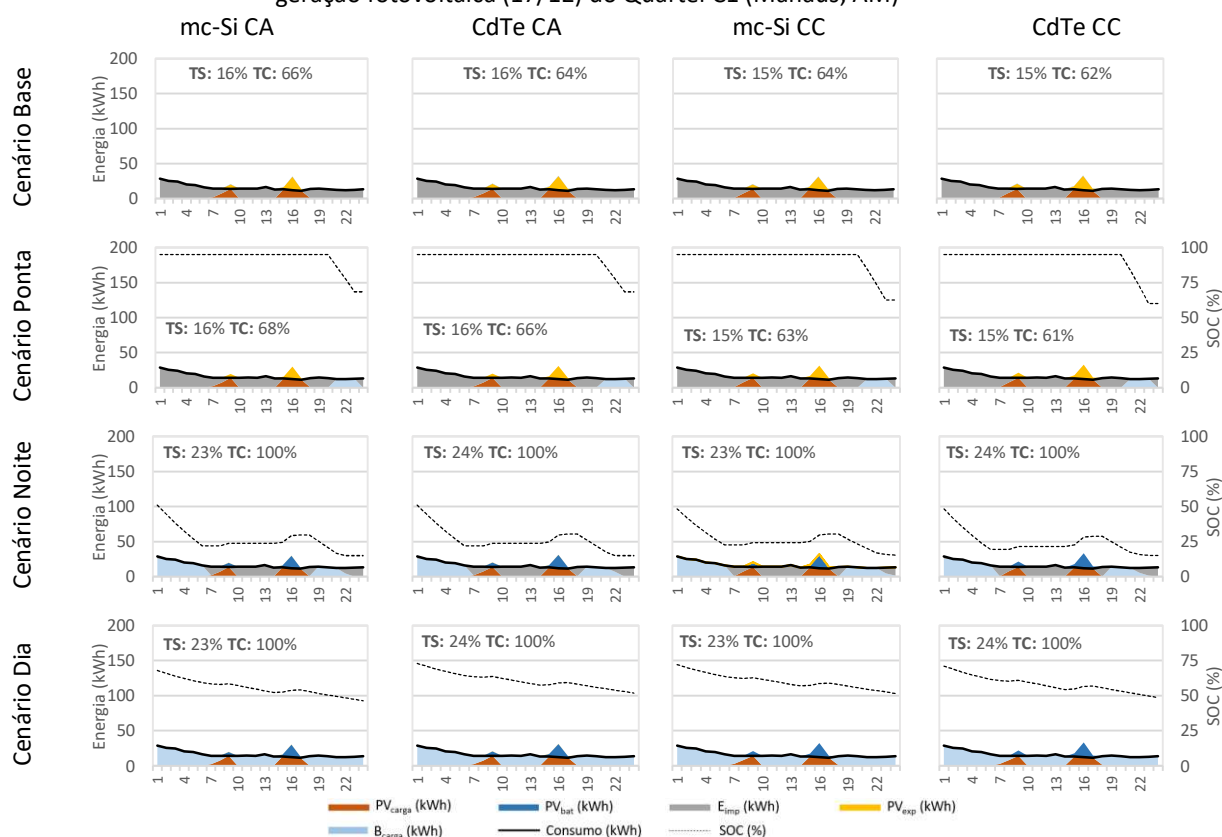
Figura 107. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (30/10) do Quartel C1 (Manaus, AM)



Na Figura 108 são apresentados os valores da TS e da TC no dia de menor geração fotovoltaica do Quartel C1 (17 de dezembro). Nessa data, o consumo total foi de 378 kWh, enquanto a geração foi de apenas 90 kWh (superior ao consumo em apenas 4 horas do dia). A baixa geração resultou em autossuficiências muito pequenas no Cenário Base (16% para

sistemas CA e 15% para sistemas CC) e, mesmo com os sistemas de armazenamento, a maior Taxa de Autossuficiência foi de apenas 23% (mc-Si) e 24% (CdTe) no Cenário Dia. A Taxa de Autoconsumo do Cenário Base foi superior a 60%. A utilização dos sistemas de armazenamento no horário de ponta (Cenário Ponta) resultou em aumento de apenas 2% no autoconsumo nos sistemas CA e, nos sistemas em CC, a Taxa de Autoconsumo do Cenário Ponta foi inferior à do Cenário Base. No Cenário Ponta, os sistemas de armazenamento não foram carregados e alimentaram completamente o pequeno consumo do quartel no horário de ponta. Nos cenários Noite e Dia, o autoconsumo foi de 100% (quantidade de energia exportada ínfima). No Cenário Noite, o sistema de armazenamento não supriu toda a demanda noturna, exigindo importação de energia da rede após as 23h (o estado de carga atingiu seu mínimo de 15%), o que não ocorreu no Cenário Dia.

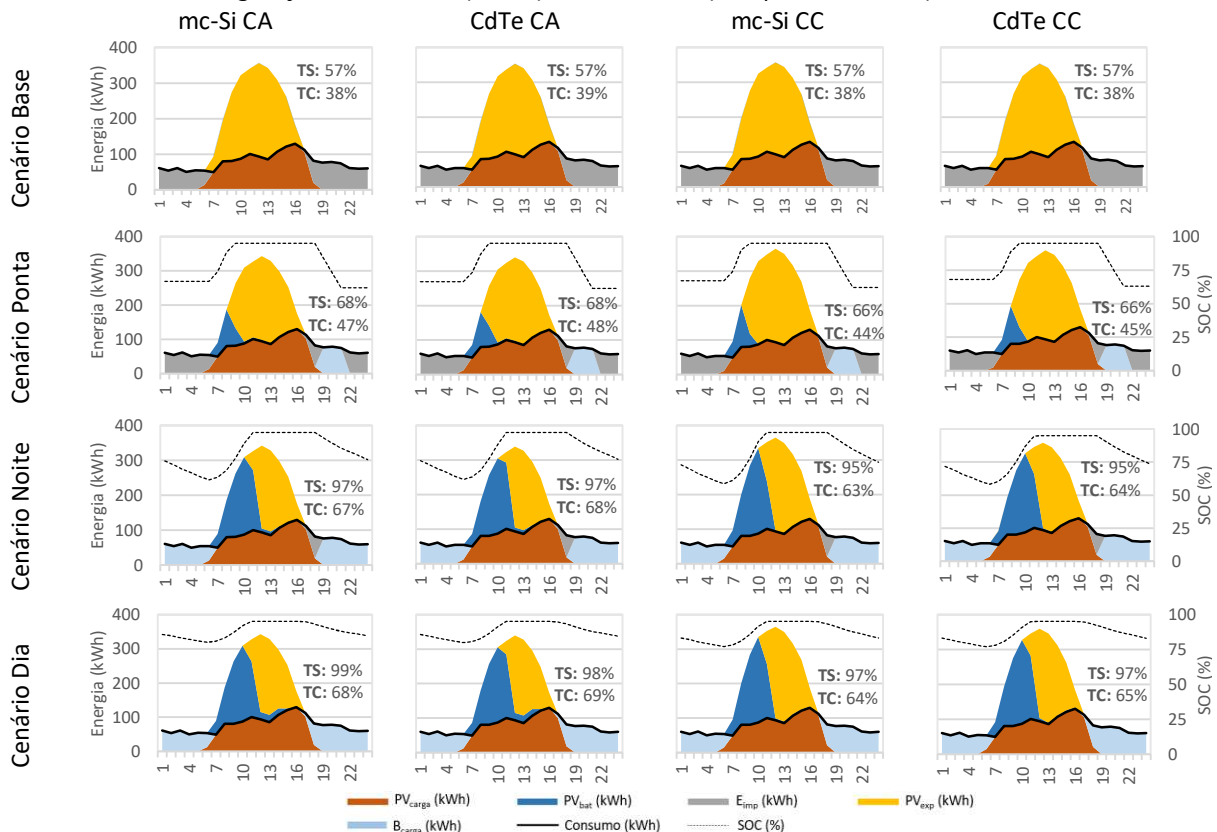
Figura 108. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (17/12) do Quartel C1 (Manaus, AM)



Para quartel localizado em Campo Grande (Quartel C2), no dia 4 de dezembro ocorreu a maior geração, de aproximadamente 2.800 kWh para todos os sistemas. As representações horárias dos perfis de geração e consumo e os indicadores TS e TC são apresentados na Figura 109. Nesse dia o consumo foi de 1.076 kWh e a maior parte da energia gerada foi exportada

quando não há sistema de armazenamento, o que resultou em TS de 57% e TC aproximadamente de 40%. Observa-se que os sistemas de armazenamentos simulados para o Cenário Ponta conseguiram suprir a carga completamente no período pois foram carregados até o $SOC_{máx}$ (95%) com o excedente de geração que ocorreu nas primeiras horas do dia. Nesse cenário, as TS dos sistemas em CA foram 68% e em CC foram 66%.

Figura 109. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (04/12) do Quartel C2 (Campo Grande, MS)

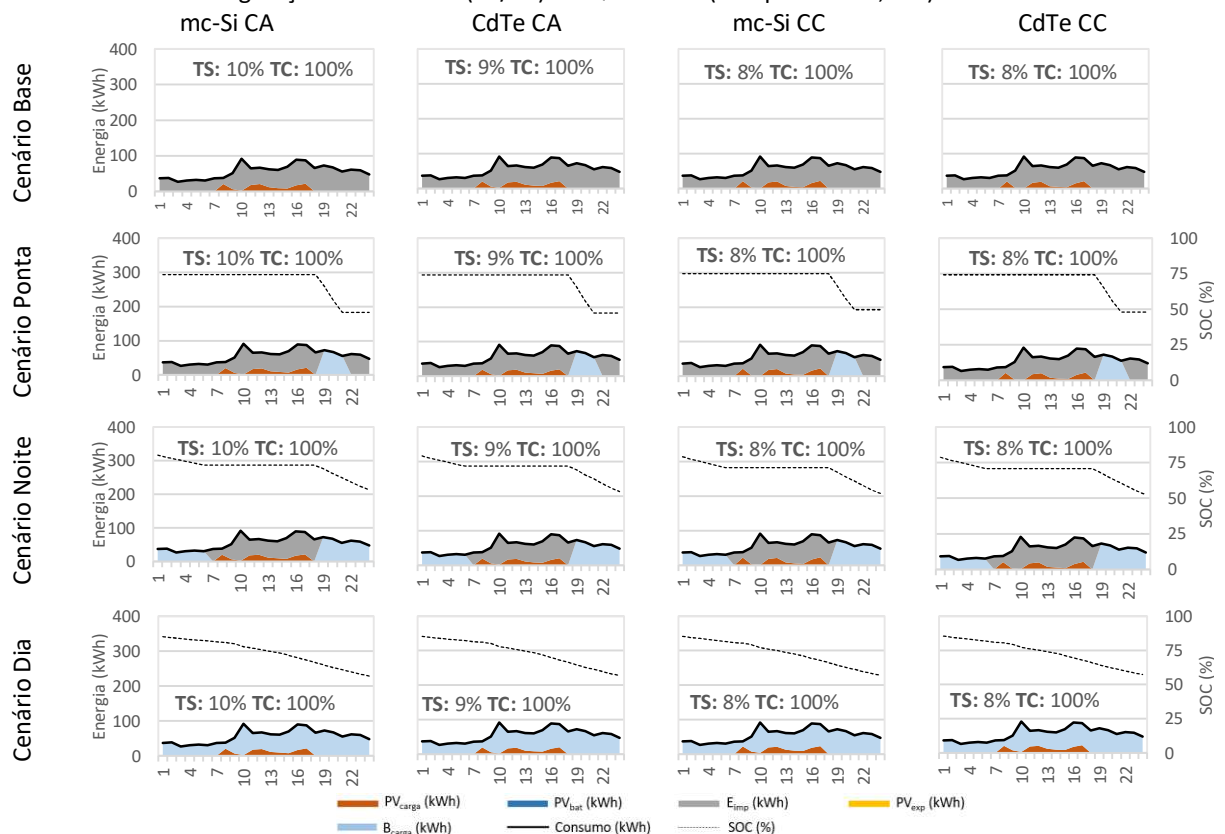


Os perfis de geração de CdTe foram menores que os de mc-Si no dia de maior geração para o Quartel C2 e isso resultou em maiores TC em todos os cenários com armazenamento (Figura 109). Os indicadores TS e TC foram menores nos sistemas em CC em relação aos sistemas em CA. Os sistemas de armazenamento do Cenário Noite reduziram bastante a energia exportada para a rede, aumentando a TS para 97% (CA) e 95% (CC). Nesse cenário ocorreu importação de energia no fim do período solar pois o sistema não foi configurado para despachar antes das 18h. Em todo o período noturno, os sistemas de armazenamento supriram 100% da carga. As TC aumentaram do Cenário Ponta para o Noite, mas não houve alteração considerável nos indicadores TS e TC nos Cenários Noite e Dia. A maior capacidade dos sistemas de armazenamento associada à possibilidade de despacho em todo o período do

dia (Cenário Dia) não influenciaram de forma significativa a energia fornecida pelos sistemas fotovoltaicos para carregamento dos sistemas de armazenamento. No Cenário Dia, nenhum dos sistemas simulados atingiu TS de 100% nesse dia: mc-Si CA 99%, CdTe CA 98% e os sistemas em CC 97%. O autoconsumo aumentou apenas 1%.

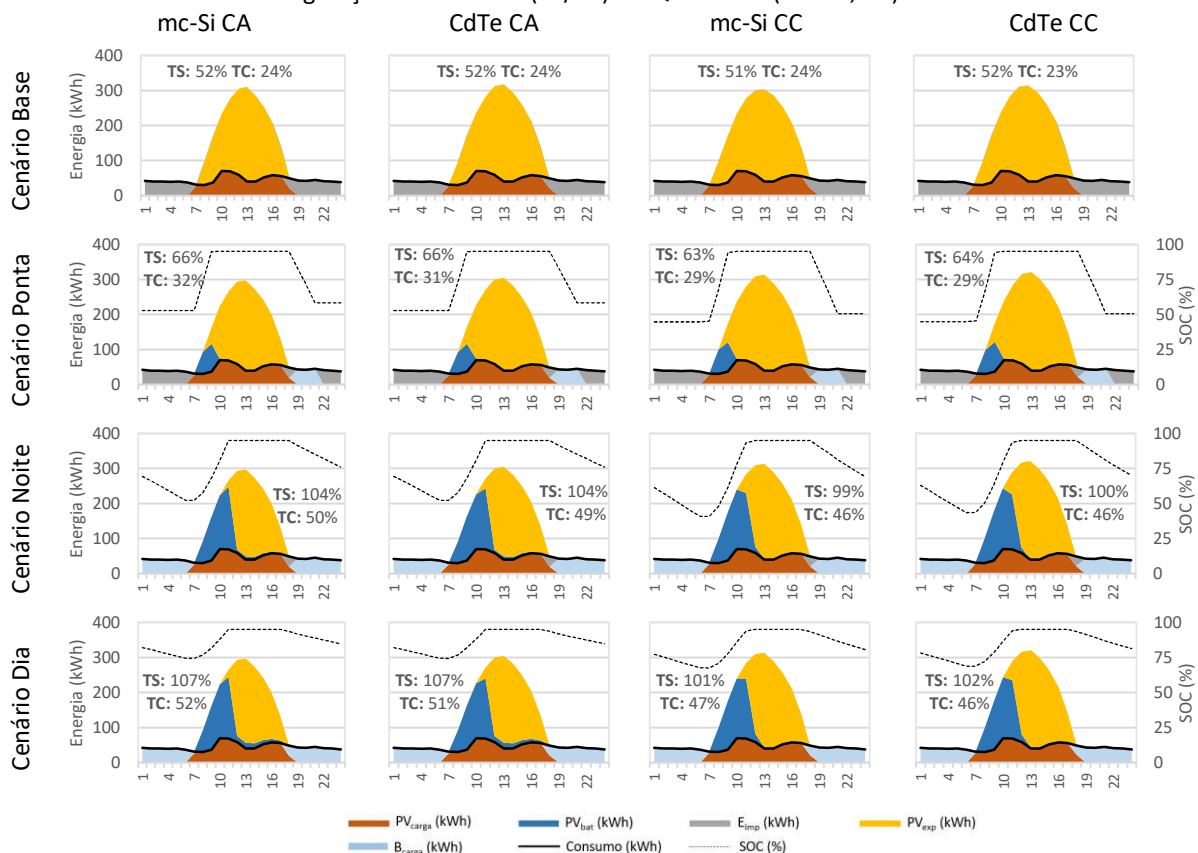
O dia de menor geração para os sistemas do Quartel C2 foi 8 de agosto, quando a geração variou de 110 kWh a 132 kWh e o consumo foi de 1.560 kWh. Como a geração fotovoltaica foi baixa, não supriu o consumo em nenhuma hora totalmente. Toda a energia gerada foi consumida localmente (TC de 100% para todos os cenários) e os valores de TS não variaram com o acréscimo dos sistemas de armazenamento, independente da capacidade de armazenamento (Figura 110): 10% mc-Si CA, 9% CdTe CA e 8% nos sistemas em CC. A quantidade de energia fornecida pelo sistema de armazenamento à carga foi diferente, mas não é considerada no cálculo da TS e da TC. No Cenário Dia não houve importação de energia da rede em nenhuma hora. Nos dias de baixa geração, o que importou para a autossuficiência foi a quantidade de energia armazenada no sistema (o autoconsumo sempre foi 100%).

Figura 110. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (08/08) do Quartel C2 (Campo Grande, MS)



No Quartel C3, o dia com maior geração coincidiu com o dia de maior geração dos sistemas do Quartel C2 (4 de dezembro). Nesse dia, os sistemas fotovoltaicos geraram mais de 2.300 kWh, enquanto o consumo foi de apenas 1.078 kWh. Os perfis de geração e consumo e os indicadores são apresentados na Figura 111. No Cenário Base, houve exportação de aproximadamente 1.800 kWh, a TS foi 51% (mc-Si CC) e 52% (demais) e a TC 23% (CdTe CC) e 24% (demais).

Figura 111. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de maior geração fotovoltaica (04/12) do Quartel C3 (Castro, PR)

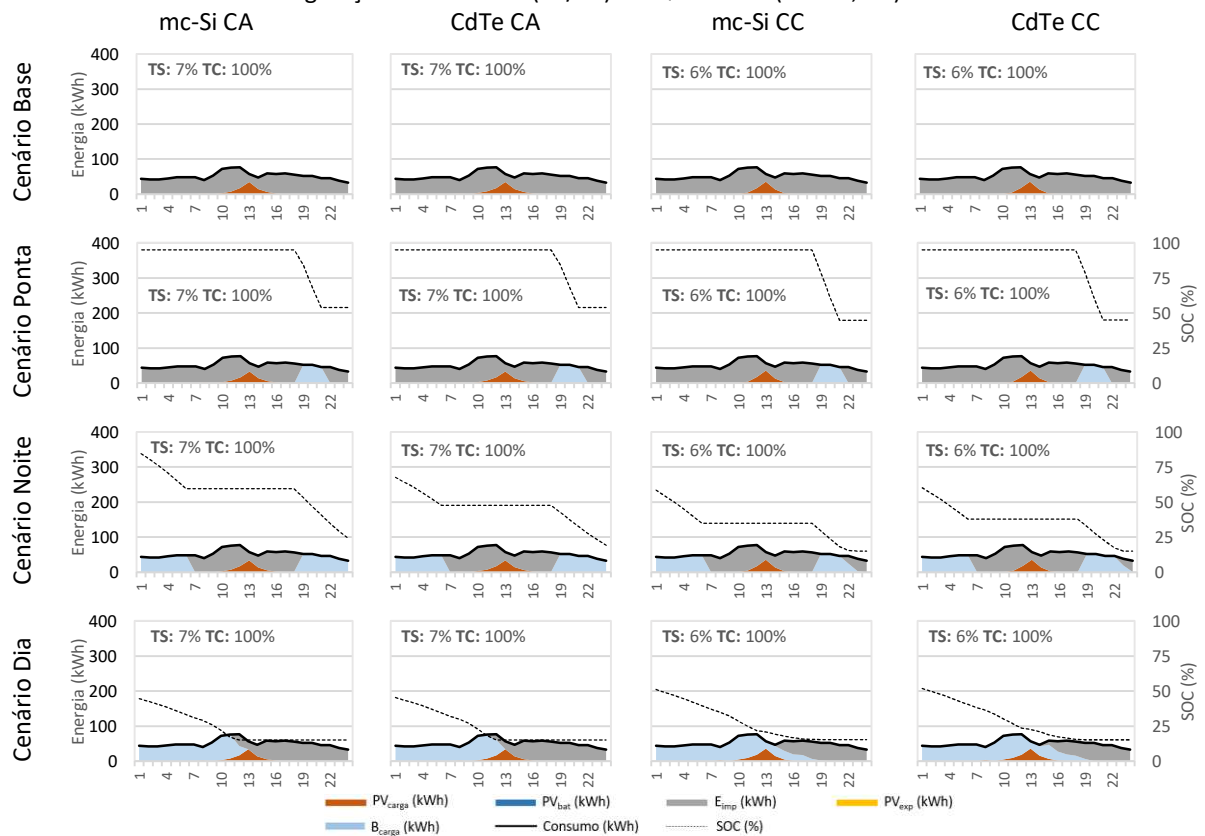


Acrescentando os sistemas de armazenamento com configuração do despacho para o horário de ponta, a Taxa de Autossuficiência foi de 66% e a de Autoconsumo de 32%, devido à não exportação de aproximadamente 160 kWh, utilizados para carregar os sistemas de armazenamento até SOC_{máx} (95%), conforme Figura 111. Como nos outros quartéis, os sistemas em CC resultaram em TS e TC menores que os obtidos pelos sistemas em CA quando há armazenamento. Entretanto, diferente do que ocorre nos outros dois quartéis, a autossuficiência foi obtida já no Cenário Noite nesse dia no Quartel C3 (com exceção em mc-Si CC, que foi 99%). As TC do Cenário Noite chegaram próximo a 50%, ocorrendo importação de energia na última hora do período solar (17h), quando não há configuração do sistema para

despacho). No Cenário Dia, a energia não exportada ($PV - PV_{exp}$) foi superior ao consumo e não houve importação de energia da rede em nenhum momento do dia ($TS > 100\%$). Houve pouca diferença entre os indicadores dos Cenários Noite e Dia, como ocorreu nos outros quartéis. A carga dos sistemas de armazenamento dos sistemas em CA foi diferente nos sistemas em CC (mais tempo e mais carga foi necessária para atingir o $SOC_{máx}$ de 95%).

O Quartel C3 foi o que apresentou maior diferença entre os perfis de geração anuais em comparação aos outros quartéis (os níveis de irradiação variam em amplo intervalo ao longo do ano). O quartel apresentou o dia com maior geração fotovoltaica entre os quartéis (Figura 111) e também o dia com a menor geração anual (Figura 112). Em 13 de agosto (consumo de 1.237 kWh), os sistemas fotovoltaicos geraram no máximo 87 kWh (CdTe CA) e no mínimo 69 kWh (mc-Si CC). Não houve diferença entre os valores das TS e das TC nos diferentes cenários, sendo TS de 7% (CA) e 6% (CC) e o autoconsumo sendo de 100% em todos os sistemas (não houve excedente em nenhuma hora do dia, não foi possível suprir o consumo da hora com maior geração e nem exportar para a rede ou carregar os sistemas de armazenamento).

Figura 112. Impacto dos sistemas de armazenamento nas TS e nas TC diárias de cada cenário no dia de menor geração fotovoltaica (13/08) do Quartel C3 (Castro, PR)



Observa-se na Figura 112 que com sistemas de armazenamento configurados para despacharem apenas no horário de ponta, não houve diferença entre os diferentes sistemas. No Cenário Noite, os sistemas em CC atingiram o $SOC_{\min}$ (15%) às 23h, necessitando a importação de energia da rede da distribuidora para atenderem o consumo da madrugada do dia 14/8. No Cenário Dia, devido à baixa geração fotovoltaica, nenhum dos sistemas de armazenamento simulados atendeu 100% do consumo do quartel no dia. Entretanto, os sistemas CC resultaram em melhor desempenho que os sistemas em CA, porque alimentaram a carga por mais tempo, evitando maior importação de energia da rede.

Pela análise dos dias com maior e menor geração, observa-se que valores elevados de TC e muito baixos de TS são característicos de dias com pouca geração de energia. Em dias com muita geração, a Taxa de Autossuficiência ficou inferior a 60% quando os sistemas de armazenamento são inexistentes, já que muita energia é exportada para a rede. A utilização dos sistemas no horário de ponta nesses casos elevou a autossuficiência, mas a capacidade limitada dos sistemas de armazenamento modelados considerando o consumo apenas desse período não reduziu significativamente a quantidade de energia exportada, minimizando o aumento na TS e na TC. Apenas sistemas com maior capacidade de armazenamento resultaram em autossuficiência de 100%, conforme observado nos resultados dos cenários Noite e Dia. Nos dias com maior geração, o ganho de autossuficiência do Cenário Noite para o Cenário Dia foi irrisório, reflexo da não necessidade de despacho de energia do sistema de armazenamento para a carga no horário solar (o que igualaria ao despacho adotado no Cenário Noite), havendo sido influenciado apenas pelo consumo no início e no fim do horário solar, geralmente maior que a geração e exige a importação de energia da rede.

Conforme observado nas análises anual, mensal e diária, os sistemas em CC resultaram em menores TS e TC, influenciados pelos maiores perfis de geração que possuem, especialmente aqueles que utilizam módulos de CdTe. Por outro lado, os sistemas em CA, com destaque os que utilizam módulos de mc-Si, são os que permitiram maiores TS e TC em todos os quartéis em praticamente todas as simulações e cenários. Isso evidencia que existe uma faixa de valores ideal para os excedentes de geração sobre o consumo, de modo a manter a Taxa de Autoconsumo e de Autossuficiência em níveis próximos a 100% juntas. Grandes excedentes de energia não significam muita autossuficiência e elevado autoconsumo, pois há limitações nos estados de carga dos sistemas de armazenamento, que não impedem a exportação de muita energia para a rede, impedindo o esperado aumento da TS e da TC.

4.6.6 Considerações finais sobre desempenho dos sistemas de armazenamento

O objetivo dos cenários considerados nas simulações foi proporcionar maior autossuficiência e maior autoconsumo aos quartéis, mesmo com abordagens diferentes. Apesar de diferirem em relação ao dimensionamento e aos períodos configurados para despacho, o que impediu uma avaliação precisa no que diz respeito à capacidade de armazenamento dos sistemas e seu impacto no desempenho, a comparação dos resultados é importante. O impacto da utilização dos sistemas de armazenamento no horário de ponta (Cenário Ponta) resultou em aumento pouco significativo na TS e na TC. Comparando com o Cenário Ponta, o aumento nos indicadores pela utilização de sistemas de armazenamento no período noturno (Cenário Noite) foi expressivo, o maior entre os cenários. Já entre o Cenário Noite e o Cenário Dia a diferença foi pequena. As diferenças foram mais perceptíveis nesse caso nos dias com baixa geração, em que os sistemas de armazenamento atenderam a carga em qualquer hora do dia no Cenário Dia, enquanto no Cenário Noite isso ocorre apenas das 18h às 5:59h. A diferença entre Cenário Noite e Dia ocorre devido à alimentação da carga no começo e no fim do horário solar (6h e 17h), cujos consumos foram pequenos nos quartéis.

Apesar do dimensionamento dos sistemas de armazenamento ter objetivado suprir os maiores consumos nos horários de ponta (Cenário Ponta), noturno (Cenário Noite) e em todo o dia (Cenário Dia), os resultados não foram alcançados como esperado. A energia despachada pelos sistemas de armazenamento para as cargas depende do estado de carga e da profundidade de carga permitida em cada horário. Por isso, nos dias cujos consumos foram usados como referência para o dimensionamento, as cargas não foram necessariamente supridas pelos sistemas de armazenamento. A existência de um sistema de gerenciamento inteligente de energia entre os ativos (sistemas fotovoltaicos, rede e sistemas de armazenamento) ou a configuração de diferentes formas de despacho de podem reduzir essas incongruências.

Altas Taxas de Autossuficiência podem ocultar uma autossuficiência falsa quando são considerados intervalos mensais ou diários, pois esse indicador está muito relacionado ao consumo em determinado intervalo de tempo. Quando o consumo é muito baixo, a Taxa de Autossuficiência é elevada mesmo nos dias com baixa geração fotovoltaica e sem sistemas de armazenamento. Por outro lado, um quartel não pode ser desclassificado como autossuficiente apenas porque sua Taxa de Autossuficiência foi inferior a 100%. Em alguns

casos, nos dias com alta geração fotovoltaica e baixo consumo, mesmo com os sistemas de armazenamento suprindo a carga durante todo o período em que há incompatibilidade de perfis de geração e consumo, o estado de carga máximo ($SOC_{máx}$) dos sistemas pode ser atingido sem a necessidade da utilização de toda a energia excedente. Dessa forma, há exportação de energia para a rede e, dependendo da quantidade de energia exportada, a TS pode ser inferior a 100%.

Por sua vez, altas Taxas de Autoconsumo não representam, necessariamente, bom desempenho, pois nos dias com baixa geração fotovoltaica, facilmente há coincidência no consumo no horário solar e toda a energia gerada é consumida localmente, sendo necessária a importação de energia da rede e/ou o despacho de energia dos sistemas de armazenamento. Dias com grande geração fotovoltaica e baixos consumos resultam em TC muito baixos, porque a maior parte da energia gerada é exportada, mesmo com sistemas de armazenamento com grande capacidade de armazenamento.

A Taxa de Autossuficiência e a Taxa de Autoconsumo, portanto, resultam em maus resultados nos casos de extremos consumo e geração (muito altos e/ou muito baixos). Esses indicadores servem para medir a compatibilidade entre os perfis de geração e consumo e, dessa forma, os melhores resultados de acordo com TS e TC são aqueles que evitam valores extremos (muito altos e muito baixos).

Os indicadores TS e TC não contabilizam a energia importada da rede (E_{imp}). Em muitos casos, como os perfis energéticos diários mostraram, essa parcela de energia é a única que diferencia os perfis de um cenário para outro devido às limitações de carregamento dos sistemas de armazenamento (sejam pela capacidade, pelo horário configurado para carga e despacho, pelo SOC ou pelo DOD).

A definição de LUTHANDER *et al.* (2019) para classificação de energia zero também não considera a energia importada. Apesar da representação gráfica proposta pelos autores permitir comparar o impacto da utilização dos sistemas de armazenamento na autossuficiência e no autoconsumo juntos, ela considera um balanço energético que não contabiliza a energia importada da rede para a carga. Isso resulta em considerações relativas a energia zero equivocadas (o sistema é de energia zero independentemente da existência ou da estratégia adotada para dimensionamento do sistema de armazenamento). Isso ocorre devido à simplicidade do cálculo do balanço, que não explicita qualquer diferença entre cenários pela utilização dos sistemas de armazenamento para que as instalações militares

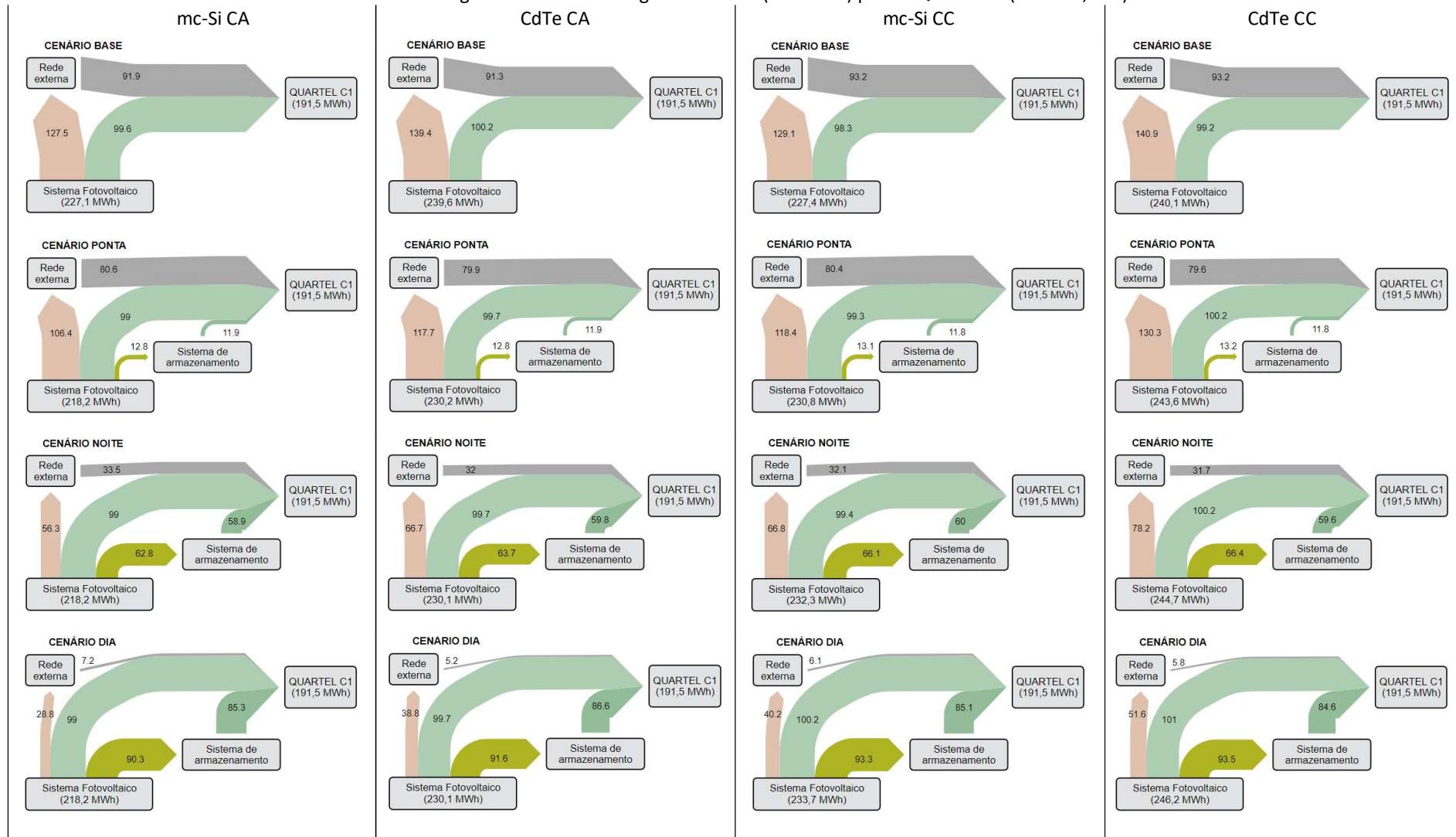
alcancem o objetivo de energia zero ou positiva. Por isso, a subseção seguinte apresenta o cálculo do balanço levando em consideração as interações com a rede e formas de compensação da energia importada.

4.7 Balanço energético

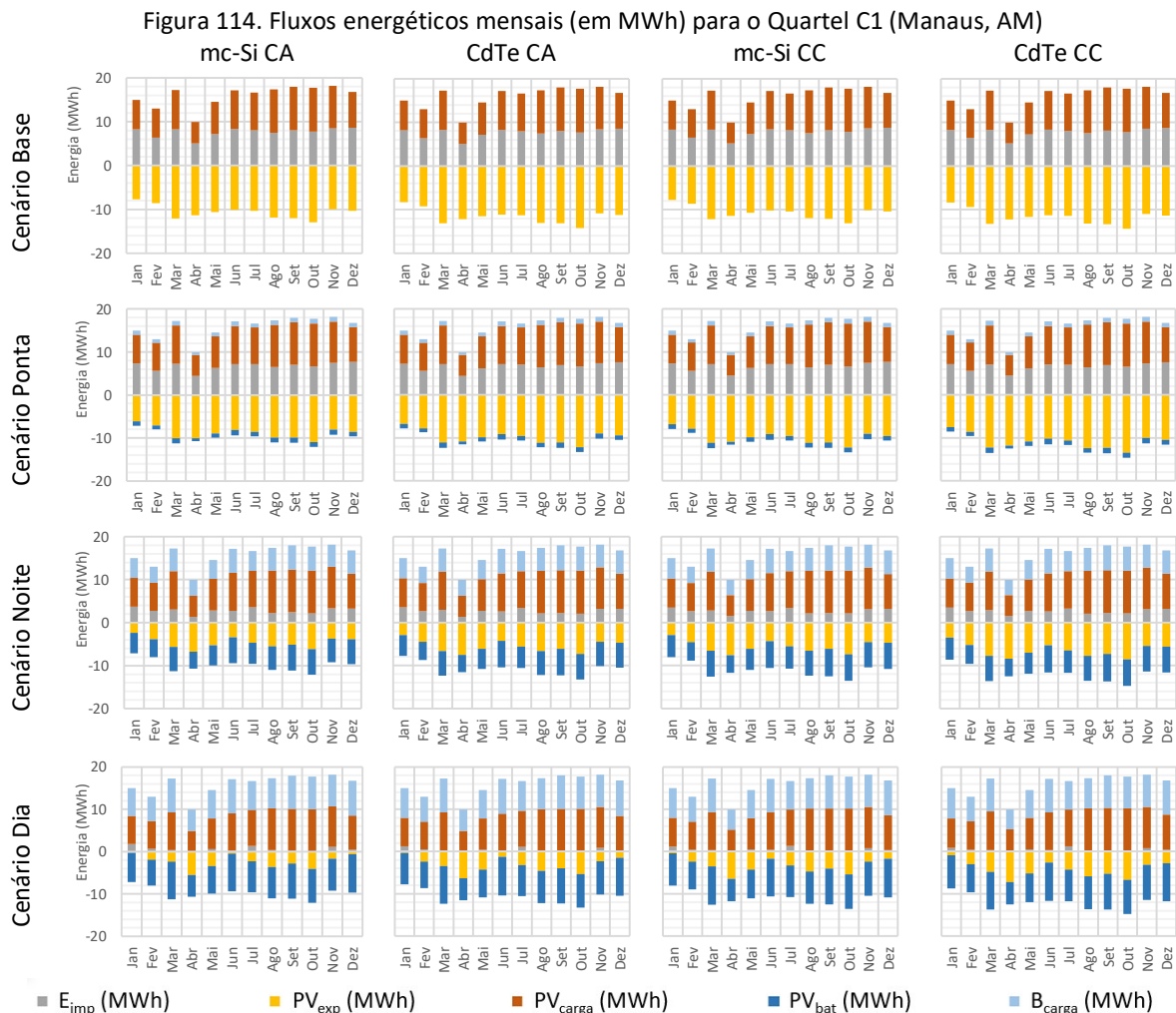
O cálculo do balanço energético dos quartéis considerou as compensações da energia importada mensal e anualmente. A compensação de energia obedeceu à seguinte ordem: compensação da energia importada no horário solar ($E_{\text{imp-solar}}$, no período das 6h às 17:59h), compensação da energia importada no horário noturno fora ponta ($E_{\text{imp-noturnoFP}}$, no período das 18h às 5:59h exceto as 3h do horário ponta) e compensação da energia importada no horário ponta ($E_{\text{imp-ponta}}$, no período de 3 horas que varia de acordo com a distribuidora). Utilizou-se três valores de Fator de Compensação de Créditos (FCC) (1, 0,3 e 0,6) e o Fator Tarifário (FT) de 1,7 aplicado à energia importada no horário de ponta. Antes da apresentação dos resultados da compensação, são apresentadas as parcelas anuais e mensais de energia importada e exportada em cada cenário e configuração de sistemas dos quartéis. Os sistemas mc-Si CA foram os que apresentaram as menores quantidades de energia importada e exportada e os sistemas CdTe CC as maiores. Nos sistemas em CC houve maior exportação de energia e mais energia foi utilizada para carregar os sistemas de armazenamento.

Na Figura 113 são apresentados os diagramas de Sankey com os fluxos energéticos anuais dos sistemas do Quartel C1 (Manaus, AM) nos quatro cenários considerados. Percebe-se que quando não há sistemas de armazenamento (Cenário Base), os sistemas fotovoltaicos do Quartel C1 exportam para a rede da distribuidora de 127,5 MWh (mc-Si CA) a 140,9 MWh (CdTe CC) no ano e importam entre 91,3 MWh e 93,2 MWh para atender às cargas. Com o acréscimo dos sistemas de armazenamento, as quantidades de energia exportadas e importada diminuem. A diferença no Cenário Ponta não é expressiva (importação de aproximadamente 80 MWh e exportação variando de 106,4 MWh em mc-Si CA a 130,3 MWh em CdTe CC). No Cenário Noite, a energia importada reduziu para aproximadamente 32 MWh e a energia exportada variou entre 56,3 MWh (mc-Si CA) e 78,2 MWh (CdTe CC). Apesar da pequena energia importada no Cenário Dia (próximo a 5,5 MWh nos sistemas CdTe), os sistemas de armazenamento desse cenário não evitaram a exportação de energia de pelo menos 28,8 MWh no sistema mc-Si CA e de no máximo 51,6 MWh no sistema CdTe CC.

Figura 113. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C1 (Manaus, AM)



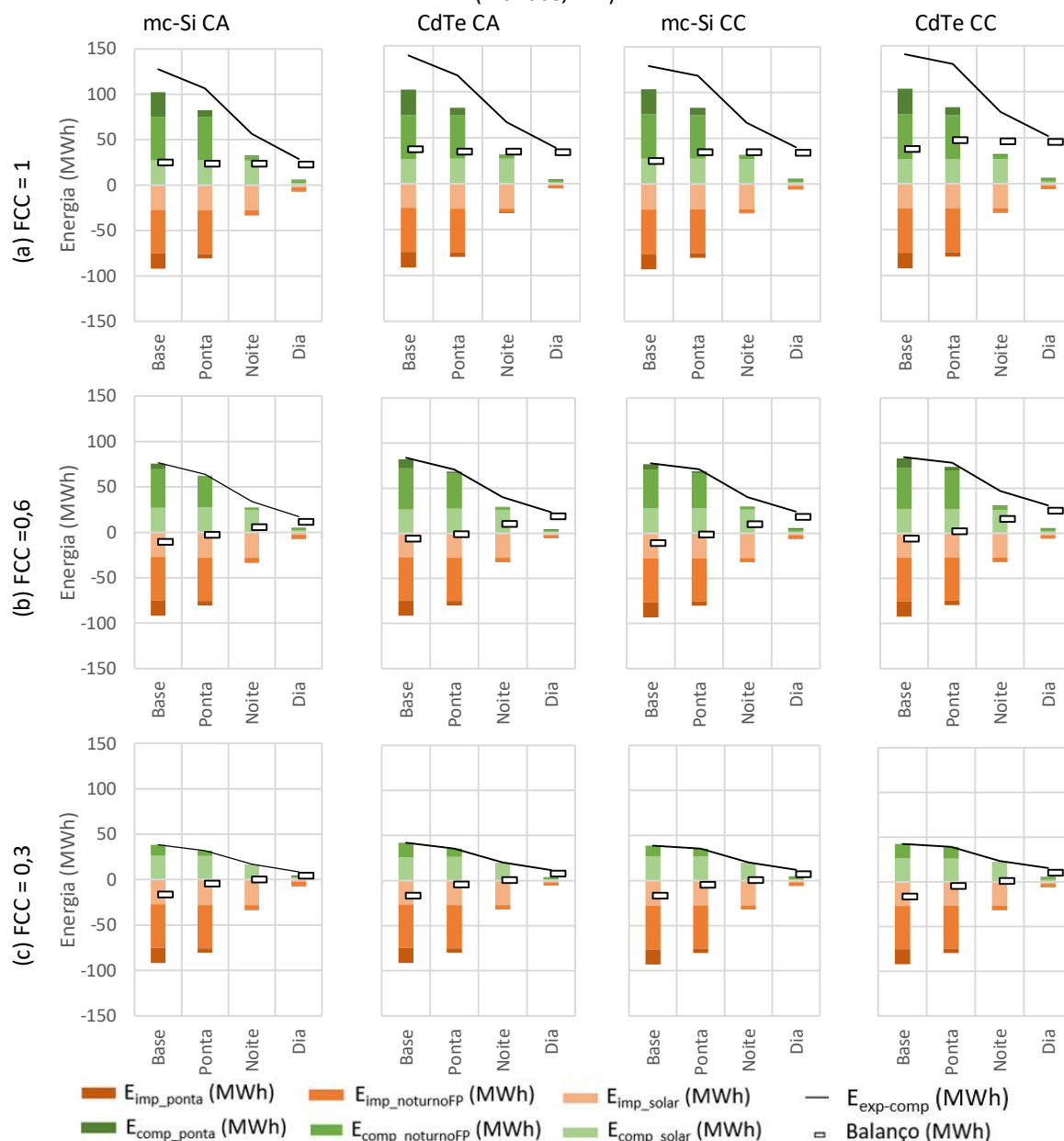
Os fluxos energéticos mensais para o Quartel C1 são apresentados na Figura 114. Observa-se que a quantidade de energia importada variou pouco ao longo do ano (média de 7,7 MWh no Cenário Base, 6,6 MWh no Cenário Ponta, 2,6 MWh no Cenário Noite e de menos de 0,5 MWh no Cenário Dia). Abril foi o mês de menor importação, devido ao baixo consumo do quartel no período, exceto no Cenário Dia (menor importação ocorreu em outubro). A energia exportada variou de forma mais acentuada, com diferenças mais visíveis nos Cenários Noite e Dia (maiores exportações em abril e menores em janeiro). No Cenário Ponta, como a quantidade de energia utilizada para carregar as baterias é praticamente igual ao longo do ano (aproximadamente 1 MWh), não houve diferença grande em relação às quantidades do Cenário Base.



Os valores mensais de energia importada no horário solar, no horário noturno fora ponta e no horário ponta contabilizados de acordo com o FT foram comparados com a energia exportada nos diferentes FCC. Os resultados mensais são apresentados no Apêndice C.

Os resultados anuais da energia exportada compensável, as parcelas de energia importada compensadas em cada período e o balanço energético resultante em cada cenário, FCC e sistema do Quartel C1 são apresentados na Figura 115. Percebe-se na Figura 115a que o balanço energético foi positivo em todos os cenários para todos os sistemas com o FCC=1. Ocorreu a compensação total da energia importada em todos os períodos e o excedente anual foi de aproximadamente 24 MWh (mc-Si CA) e de 37 MWh (CdTe CA) para os quatro cenários. Nos sistemas em CC, o balanço dos sistemas foi maior com sistemas de armazenamento acoplados (mc-Si tendo 25 MWh no Cenário Base e 37 MWh nos demais cenários e CdTe tendo 37 MWh no Base e 47 MWh nos demais).

Figura 115. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C1 (Manaus, AM)



Os balanços anuais refletem os resultados mensais entre a energia exportada compensável e as parcelas de energia importada (veja Apêndice C). Anualmente, com $FCC=1$ (toda a energia exportada é utilizada na compensação), o acoplamento dos sistemas de armazenamento aos sistemas fotovoltaicos não impactou nos balanços energéticos (Figura 115a). Tanto a energia exportada para a rede quanto a importada da rede reduziram do Cenário Base para o Cenário Dia, devido à carga dos sistemas de armazenamento com a energia excedente que era exportada no Cenário Base e com a descarga dos sistemas de armazenamento conforme as configurações dos cenários, evitando importação de energia. O balanço energético, entretanto, foi positivo em todas as situações e o quartel pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero em todos os sistemas e cenários. Percebe-se que, nos sistemas em CC, a existência dos sistemas de armazenamento aumentou o balanço em relação ao Cenário Base (os valores ficaram praticamente iguais, independentemente da capacidade dos sistemas de armazenamento e da configuração do despacho). Esse aumento, entretanto, não resultou em mudanças na classificação, pois mesmo sem sistema de armazenamento o balanço energético do quartel foi positivo.

Ao reduzir o FCC, entretanto, observa-se o impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento. Não houve redução na energia importada nas diferentes condições de FCC, mas a parcela de energia exportada compensável diminuiu. Quando há 40% de perdas na parcela de energia exportada ($FCC=0,6$), conforme Figura 115b, os Cenários Base e Ponta resultaram em balanços energéticos negativos (apenas o sistema CdTe CC no Cenário Ponta é exceção, com balanço de 2 MWh). Nos sistemas mc-Si CA e mc-Si CC, o déficit foi de 10 MWh. A quantidade de energia importada nos cenários Base e Ponta foi grande (como visto na Figura 113, aproximadamente de 90 MWh e 80 MWh, respectivamente). Com a aplicação do $FCC=0,6$, a energia exportada compensável nesses cenários não foi suficiente para anular a quantidade de energia importada em cada período do dia. Apenas com o acoplamento dos sistemas fotovoltaicos configurados para o Cenário Noite e Cenário Dia o balanço energético tornou-se positivo (Instalação Militar de Energia Zero). Os menores balanços foram obtidos pelo sistema mc-Si CA (6 MWh no Cenário Noite e 10 MWh no Cenário Dia) e os maiores pelo sistema CdTe CC (16 MWh no Cenário Noite e 25 MWh no Cenário Dia).

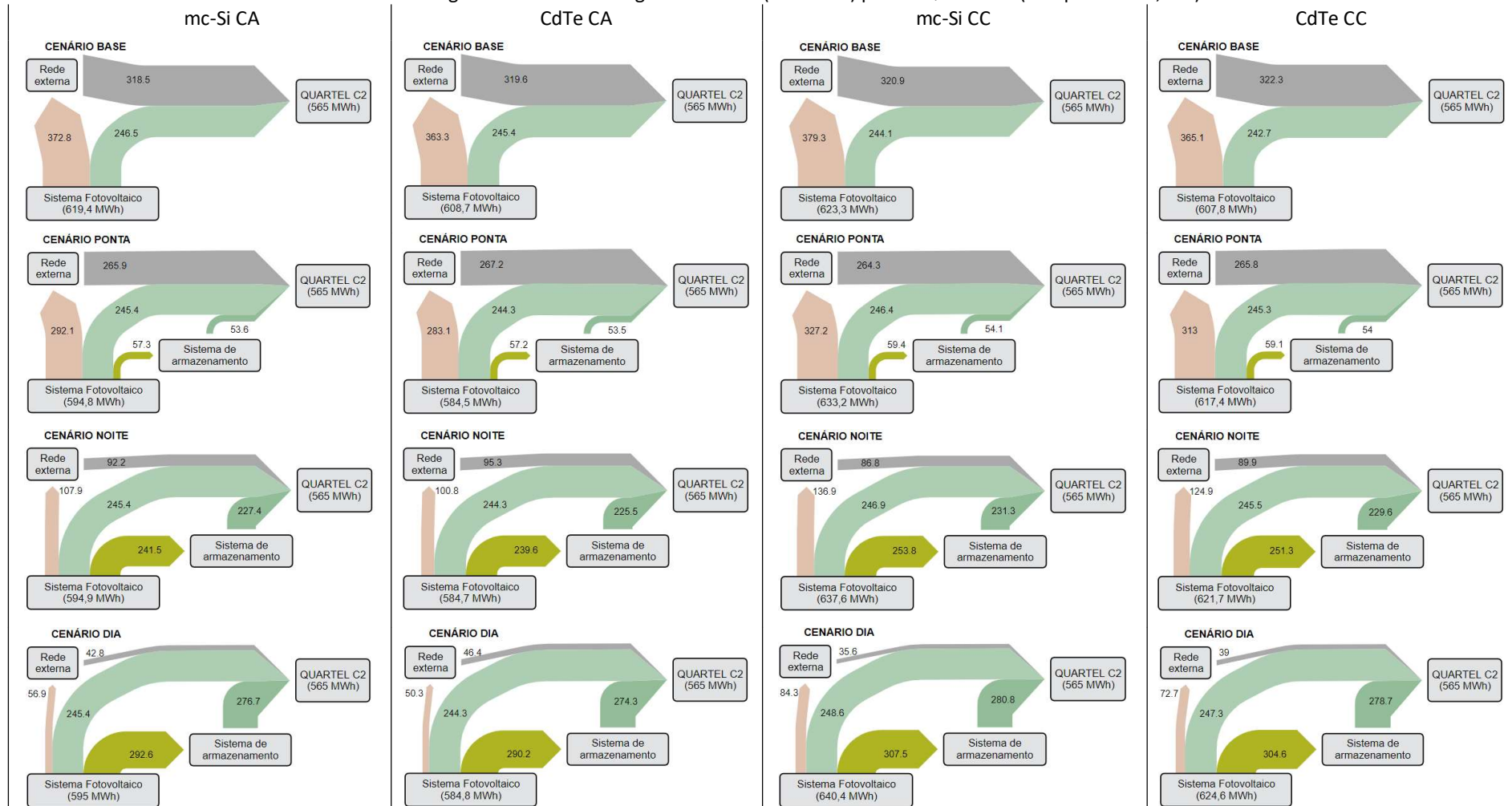
Com a redução do FCC para 0,3, ou seja, com perdas de 70% na energia exportada compensável (Figura 115c), o balanço também foi negativo nos Cenários Base e Ponta. No Cenário Noite, apesar da energia importada ter sido menor, o Fator de Compensação de

Créditos baixo resultou em balanços energéticos praticamente nulos (mc-Si CA de -141 kWh e os demais variando de 67 kWh a 976 kWh). Apenas com a configuração de armazenamento do Cenário Dia, os balanços dos sistemas foram positivos e o Quartel pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero. Os balanços nesse Cenário variaram entre 4 MWh (mc-Si CA) e 10 MWh (CdTe CC).

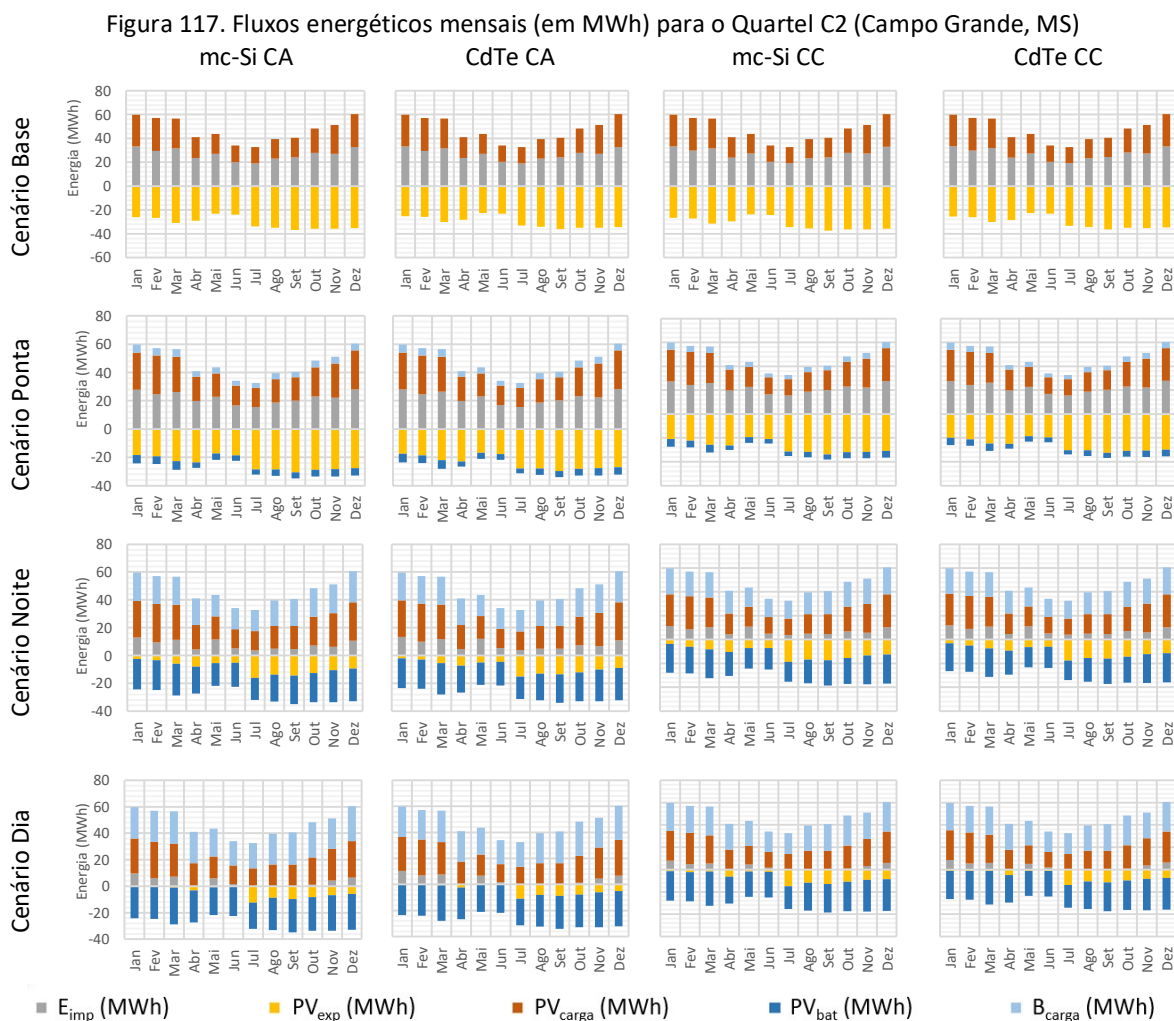
Observa-se na Figura 115 que há diferenças consideráveis entre os balanços energéticos positivos do Quartel C1 com FCC de 0,6 e 0,3 (Cenários Noite e Dia) em comparação com os resultados nesses cenários com FCC=1 (diferenças superiores a 30 MWh no sistema CdTe CC). Percebe-se uma progressão dos balanços do mais negativo (Base, sem sistemas de armazenamento) para o mais positivo (Dia, com maiores sistemas de armazenamento e ampla configuração de despacho de energia) quando há perdas na energia exportada compensável. Isso não ocorreu no FCC=1, cujos valores do balanço praticamente não variaram com a modificação dos cenários.

Os diagramas de Sankey com os fluxos energéticos anuais dos sistemas do Quartel C2 (Campo Grande, MS) nos quatro cenários considerados são apresentados na Figura 116. No Cenário Base e no Cenário Ponta, a rede foi o principal alimentador de energia das cargas do Quartel. Em torno de 56% do consumo foi atendido pela rede no Cenário Base, o que equivale a aproximadamente 320 MWh, enquanto no Cenário Ponta, a participação dos sistemas de armazenamento reduziu a participação da rede para 47%, com aproximadamente 265 MWh importados no ano. A maior parte da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos nesses cenários foi exportada: cerca de 65% no Cenário Base (370 MWh) e 55% no Cenário Ponta (variou de 283,1 MWh em CdTe CA a 327,2 MWh em mc-Si CC). As quantidades de energia exportada e importada reduziram no Cenário Noite e no Cenário Dia. A rede alimentou aproximadamente 16% (90 MWh) e 7% (40 MWh) da carga nesses cenários, respectivamente. A energia exportada pelos sistemas fotovoltaicos para a rede variou entre 100,8 MWh (CdTe CA) e 136,9 MWh (mc-Si CC) no Cenário Noite, equivalendo de 17% a 21% da energia gerada. No Cenário Dia, houve exportação de apenas 50,3 MWh em CdTe CA (9% da energia gerada) e foi no máximo 84,3 MWh (mc-Si CC, 13%). As maiores diferenças entre energia exportada e importada ocorreram no sistema mc-Si CC em todos os cenários e as menores ocorreram no CdTe CA. Os sistemas de armazenamento alimentaram aproximadamente 10% (Cenário Ponta), 40% (Cenário Noite) e 50% (Cenário Dia) do consumo do Quartel C2.

Figura 116. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C2 (Campo Grande, MS)

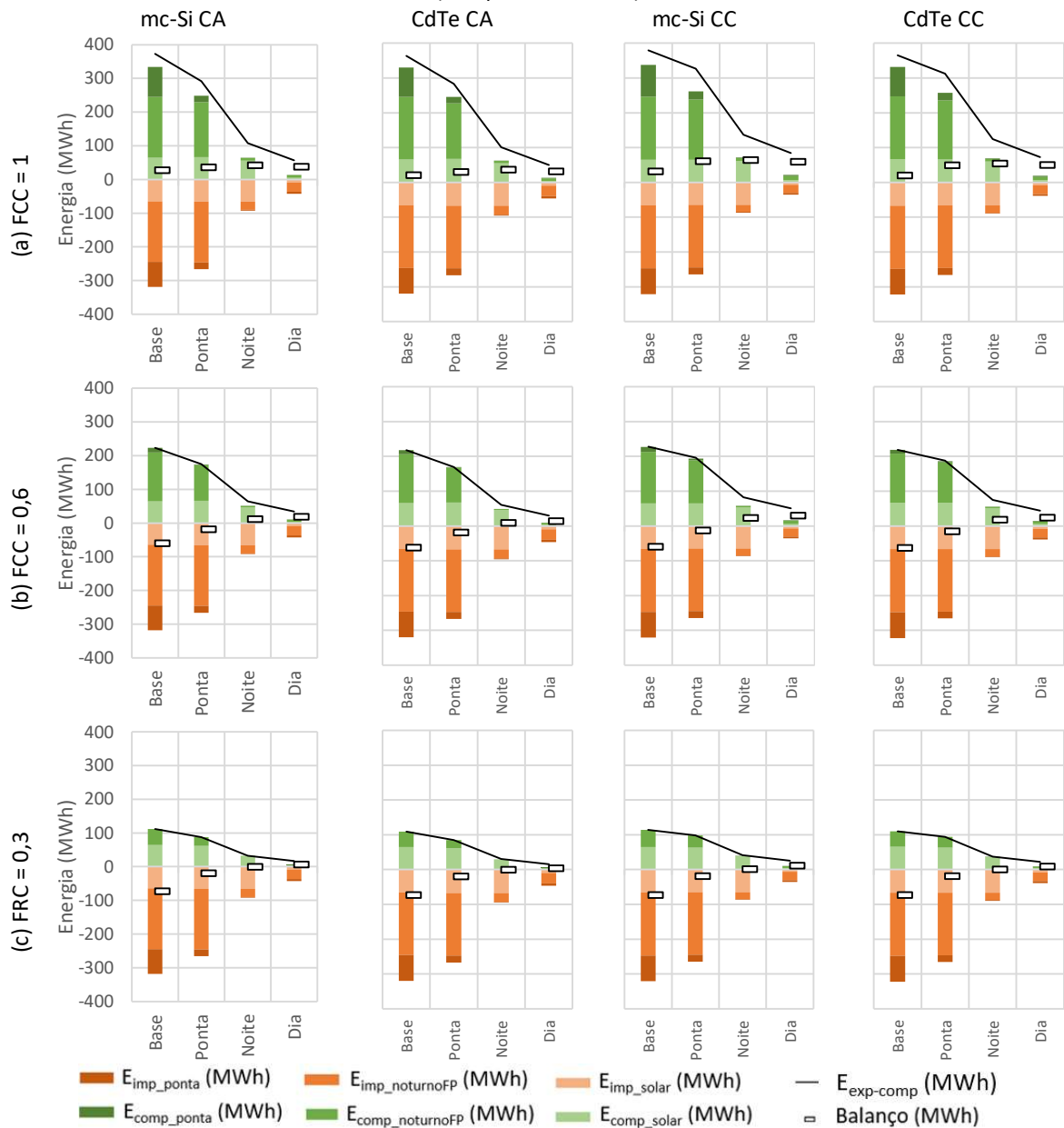


Percebe-se na Figura 116 que, em todos os cenários, a participação dos sistemas fotovoltaico na alimentação direta das cargas do Quartel C2 não variou (ou seja, desconsiderando a energia utilizada para carregar os sistemas de armazenamento), assim como foi observado no Quartel C1. Os fluxos energéticos mensais para os sistemas do Quartel C2 são apresentados na Figura 117. O perfil sazonal da geração e do consumo nesse quartel resultou em quantidades de energia importada e exportada bem variáveis ao longo do ano, mas os totais dos Cenários Base e Ponta foram semelhantes. Já nos Cenários Noite e Dia, percebe-se que de janeiro a março há pouca (Noite) ou nenhuma (Dia) exportação de energia, mas não há importação de aproximadamente 10 MWh no Cenário Noite e de 7,5 MWh no Cenário Dia em cada mês. No período entre julho e novembro, ocorreu o inverso: não há importação de energia (os sistemas de armazenamento atendem toda a carga do Quartel C2) e há grande quantidade de energia exportada (meses com maior geração): em média 13 MWh no Cenário Noite e 9 MWh no Cenário Dia.



Na Figura 118 são apresentadas as parcelas de energia importada anualmente de acordo com o período do dia e as compensações resultantes de acordo com o FCC. Observa-se que, assim como ocorreu no Quartel C1, o FCC=1 resultou em balanços positivos para todos os cenários e o Quartel C2 pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero. Com FCC=1, entretanto, os valores do balanço variaram mais nesse quartel em comparação ao Quartel C1. Os maiores balanços foram obtidos pelos sistemas no Cenário Noite (42 MWh no mc-Si CA, 37 MWh no CdTe CA, 64 MWh no mc-Si CC e de 54 MWh no CdTe CC) e os menores foram obtidos no Cenário Base (menor de 19 MWh no CdTe CC e maior de 31 MWh no mc-Si CC).

Figura 118. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C2 (Campo Grande, MS)



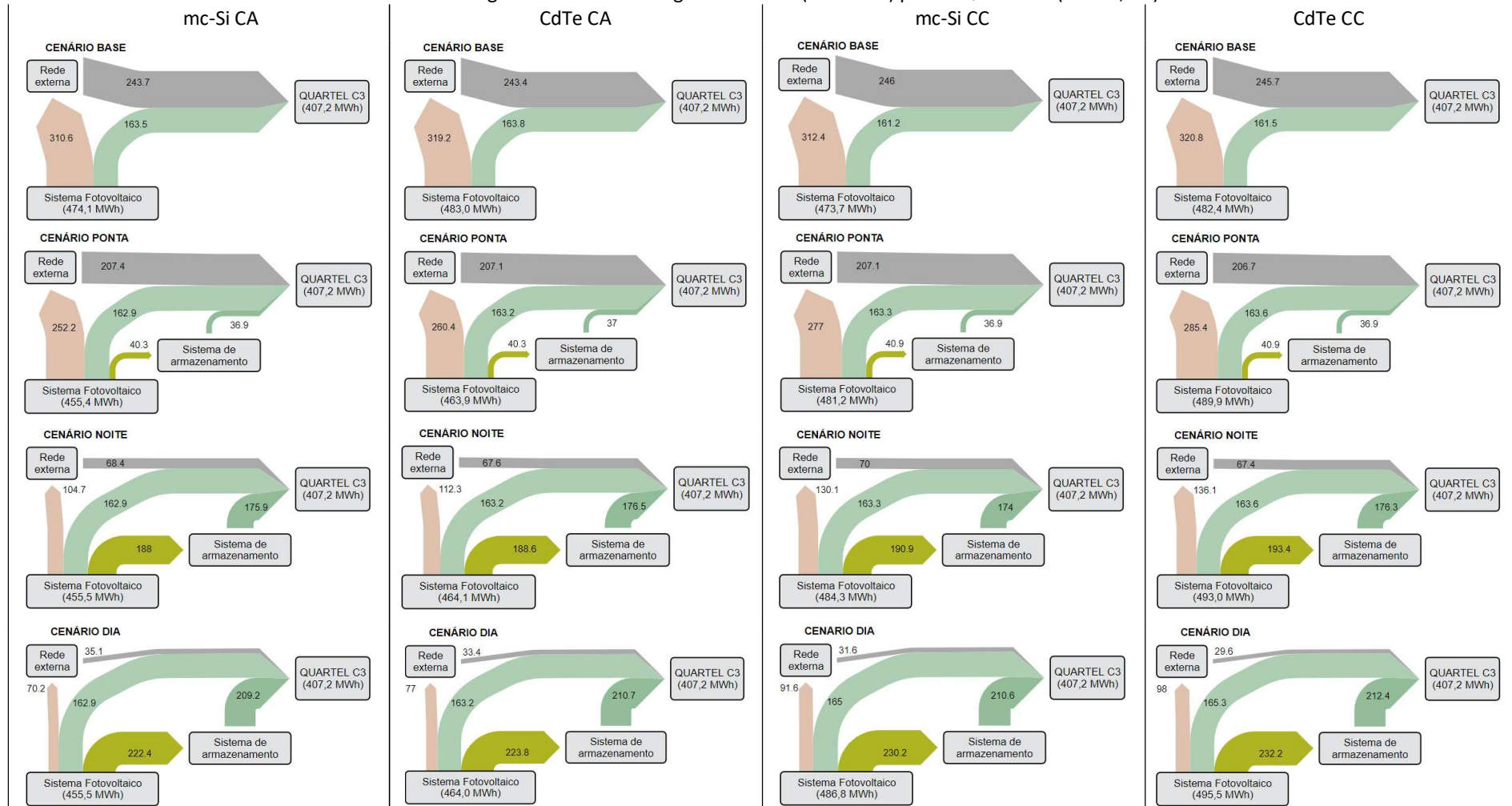
Apesar do balanço energético ter resultados positivos com $FCC=1$, as parcelas de energia importada em cada período não são totalmente compensadas anualmente (Figura 118). Isso decorrente das diferenças mensais do balanço, que se encontram detalhadas no Apêndice C. Em alguns meses, houve um excedente da energia exportada compensável muito acima da energia importada, que anulou os déficits que ocorrem em outros meses.

No Quartel C2, assim como ocorreu com o Quartel C1, o balanço energético foi positivo mesmo sem o acoplamento dos sistemas de armazenamento quando $FCC=1$ (Figura 118a). Esse cenário não se manteve quando o FCC foi reduzido para 0,6 ou 0,3, pois as parcelas compensáveis da energia exportada reduziram consideravelmente, ficando menores que a quantidade importada anualmente nos Cenários Base e Ponta. Com $FCC=0,6$ (Figura 118b), os balanços energéticos foram negativos nos Cenários Base e Ponta para todos os sistemas: aproximadamente -60 MWh (Cenário Base) e -15 MWh (Cenário Ponta). O balanço tornou-se positivo apenas nos Cenários Noite (entre 9 MWh e 22 MWh) e Dia (entre 14 MWh e 30 MWh), possibilitando a classificação do Quartel C2 como Instalação Militar de Energia Zero.

Quando $FCC=0,3$ (Figura 118c), os déficits são maiores e mesmo os sistemas do Cenário Noite não resultaram balanço positivo ao Quartel C2. Os balanços foram de aproximadamente -75 MWh no Cenário Base, -20 MWh no Cenário Ponta e -1 MWh no Cenário Noite para todos os sistemas, exceto para o sistema mc-Si CC, com balanço de 0,4 MWh no Cenário Noite. Com perdas acentuadas na parcela exportada compensável, apenas os sistemas com capacidade de armazenamento elevada e configuração de despacho ampliada (Cenário Dia) possibilitaram ao Quartel C2 o balanço positivo: o menor balanço foi de 3 MWh no CdTe CA e o maior de 10 MWh no mc-Si CC. Percebe-se, portanto, que os sistemas de armazenamento impactam fortemente os prosumidores quando são contabilizadas as interações de energia com a rede. Os sistemas do Cenário Dia reduziram grandemente as importações de energia para a rede e as exportações nessa condição permitiram compensação total no ano.

Os diagramas de Sankey com os fluxos anuais de energia entre a rede, o sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento e as cargas do Quartel C3 (Castro, PR) são apresentados na Figura 119. Dos 407 MWh consumidos por esse quartel no ano, aproximadamente 240 MWh (60%) são atendidos por importação de energia da rede da distribuidora quando não há sistema de armazenamento (Cenário Base). Em torno de 310 MWh são exportados dos sistemas de armazenamento para rede nesse cenário.

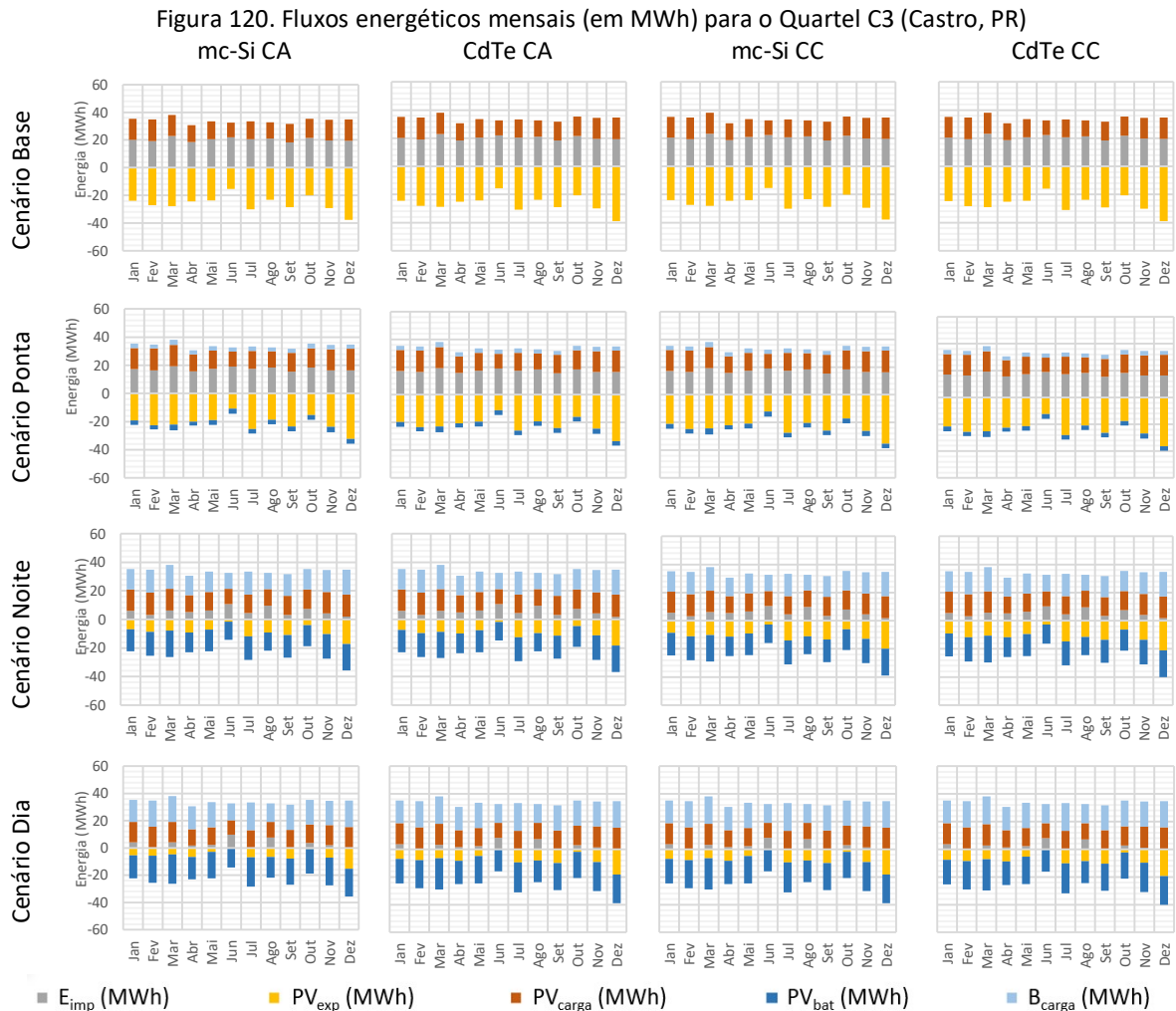
Figura 119. Fluxos energéticos anuais (em MWh) para o Quartel C3 (Castro, PR)



Quando os sistemas de armazenamento foram acoplados (Cenário Ponta), cerca de 40 MWh da energia exportada no Cenário Base foi utilizada para carregar os sistemas de armazenamento, que alimentaram cerca de 9% do consumo anual do quarte. Isso resultou em redução da energia importada da rede para atender a carga para aproximadamente 207 MWh e também da energia exportada, que variou de 252,2 MWh (mc-Si CA) e 285,4 MWh (CdTe CC) – aproximadamente 55% da energia gerada nos sistemas fotovoltaicos foi exportada. Como ocorreu nos outros dois quartéis, as maiores reduções nas importações e exportações de energia ocorrem nos Cenários Noite e Dia. A quantidade de energia importada no Cenário Noite foi de no máximo 70 MWh (mc-Si CC) e no Cenário Dia foi de até 35,1 MWh (mc-Si CA). Percebe-se que os sistemas com CdTe nesses cenários resultaram em menores importações em comparação aos sistemas com mc-Si e nos sistemas em CC houve menor importação comparados aos sistemas em CA. A energia exportada no Cenário Noite equivaleu a aproximadamente 25% da energia gerada total (variou de 104,7 MWh no mc-Si CA a 136,1 MWh no CdTe CC) e, no Cenário Dia, o percentual da energia exportada sobre a total variou entre 15% e 20% (próximo a 75 MWh nos sistemas em CA e a 95 MWh nos sistemas em CC). Os sistemas de armazenamento atenderam a 43% e a 52% do consumo do Quartel C3 nos Cenários Noite e Dia, respectivamente (aproximadamente 175 MWh despachados no Cenário Noite e 210 MWh no Cenário Dia).

Considerando o Quartel C3, as parcelas mensais de energia que atendem à carga (PV_{carga} , E_{imp} e B_{carga}) e as parcelas de energia dos sistemas fotovoltaicos não enviadas para a carga (PV_{bat} e PV_{exp}) são apresentadas na Figura 120. Percebe-se que o perfil de consumo do quartel não varia ao longo do ano e, por isso, a quantidade de energia importada é praticamente constante ao longo do ano nos Cenários Base e Ponta (média de 20 MWh no Base e 17 MWh no Ponta). Nesse quartel ocorreram as menores coincidências entre os perfis de geração e consumo, resultando em PV_{carga} percentualmente menores em comparação aos demais quartéis (a análise da TC para esse quartel resultou nos menores indicadores sem os sistemas de armazenamento acoplados). No Cenário Noite, a energia importada reduziu consideravelmente, ficando praticamente nula em julho e em setembro, mas as importações em junho (mês de menor geração fotovoltaica) foram especialmente altas, de aproximadamente 10 MWh, e foi exportada pequena quantidade de energia para a rede (cerca de 1 MWh). No Cenário Dia, as importações de energia foram praticamente nulas, com exceção de junho e agosto. A energia exportada nesse cenário foi próxima a zero nos meses

de junho e de outubro e atingiram seus maiores valores em dezembro, mês de maior geração fotovoltaica.

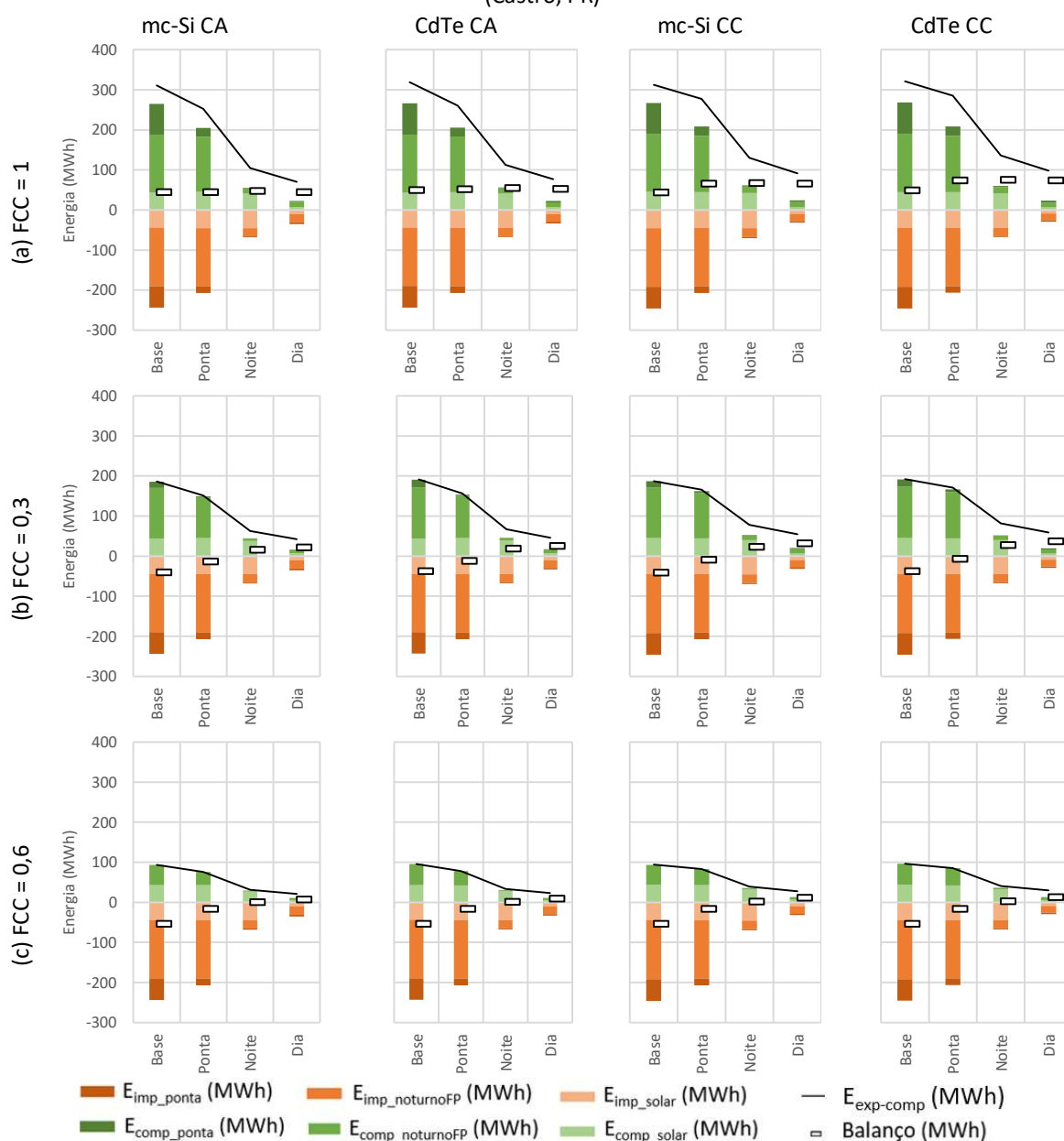


Os diferentes valores de energia importada anualmente de acordo com os cenários de armazenamento foram subdivididos nos períodos do dia em que ocorreram (solar, ponta ou noturno fora de ponta) e comparados com a energia exportada compensável dos sistemas do Quartel C3 nos diferentes valores de FCC para obter o balanço energético, como apresentado na Figura 121. Os resultados mensais das parcelas de energia importadas e compensadas são apresentados detalhadamente no Apêndice C.

Como ocorreu nos demais quartéis, o FCC=1 resultou em balanços positivos para todos os cenários, ou seja, toda a energia importada foi compensada e o Quartel C3 pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero (Figura 121a). A diferença nos valores entre os cenários foi pequena nos sistemas em CA e mais expressiva nos sistemas em CC, com os maiores balanços sempre ocorrendo no Cenário Noite: no sistema mc-Si CA, o balanço foi

de 47 MWh no Cenário Noite e de 44 MWh nos demais; no sistema CdTe CA, foi de 55 MWh no Noite, de 52 MWh no Ponta e no Dia e de 49 MWh no Base; no sistema mc-Si CC, o balanço foi de 67 MWh no Noite, de 66 MWh no Ponta e no Dia e de 44 MWh no Base; e no sistema CdTe, o balanço foi de 49 MWh no Base, 74 MWh no Base e no Dia e atingiu o máximo de 75 MWh no Noite (o maior valor obtido entre todos os sistemas e cenários com FCC=1). Os menores excedentes de energia, dessa forma, ocorreram no sistema mc-Si CA, enquanto os maiores ocorreram no sistema CdTe CC.

Figura 121. Balanços energéticos anuais com diferentes Fatores de Compensação de Créditos no Quartel C3 (Castro, PR)



A redução dos Fatores de Compensação de Créditos ressaltou a importância da utilização dos sistemas de armazenamento para diminuir a energia importada também para o Quartel C3. Quando $FCC=0,6$ (Figura 121b), os balanços energéticos foram negativos sem sistemas de armazenamento (Cenário Base, com déficits próximos a -40 MWh) e quando os sistemas foram configurados para despacho apenas no horário de ponta (Cenário Ponta, com déficits variando de -13 MWh no sistema mc-Si CA a -6 MWh no sistema CdTe CC). Dessa forma, não foi possível classificar o Quartel C3 como de energia zero nesses cenários. O balanço tornou-se positivo nos Cenários Noite e Dia: excedentes variando de 16 MWh a 27 MWh no Cenário Noite e de 22 MWh a 37 MWh no Cenário Dia. Maiores capacidades de armazenamento com despacho pelo menos durante o período noturno foram necessárias para que o Quartel C3 fosse classificado como Instalação Militar de Energia Zero.

Com as maiores perdas na parcela compensável da energia exportada (cerca de 70%, ou seja, $FCC=0,3$), o balanço só foi positivo nos Cenários Noite e Dia (Figura 121c). Enquanto os balanços dos Cenários Base e Ponta apresentaram déficits variando entre -54 MWh a -16 MWh, os sistemas nos Cenários Noite resultaram em balanços pouco positivos (o sistema mc-Si CA resultou em balanço de 0,5 MWh e o maior balanço foi obtido pelo sistema CdTe CC, com quase 3 MWh). Os balanços do Cenário Dia variaram entre 7 MWh e 13 MWh, ficando bem abaixo dos excedentes obtidos nas compensações considerando $FCC=1$. Dessa forma, com $FCC=0,3$, o Quartel C3 só pode ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero com sistemas de armazenamento com elevada capacidade e amplo horário de despacho. Do contrário, o balanço resultante foi negativo e os sistemas renováveis não resultaram na compensação total da energia importada.

Na Tabela 44 é apresentada uma comparação entre os resultados anuais de balanço energético calculados de 4 formas. A primeira mostra os resultados do balanço de acordo com a análise gráfica proposta por Luthander *et al.* (2019), que relaciona as Taxas de Autossuficiência e Autoconsumo e classifica como de Energia Zero se a geração gerada for maior que o consumo. As outras três formas de cálculo do balanço energético contabilizam as interações do prosumidor com a rede da distribuidora (importações de energia para atender a carga e exportações de energia excedente após a carga dos sistemas de armazenamento e alimentação direta das cargas) com os diferentes Fatores de Compensação de Créditos (FCC). As células em vermelho representam balanço energético negativo e as células em verde balanço energético positivo (classificação como Instalação Militar de Energia Zero). As

comparações dos balanços energéticos mensais para cada quartel de acordo com as 4 maneiras de calcular o balanço são apresentadas no Apêndice D.

Tabela 44. Comparação dos resultados dos balanços energéticos anuais em 4 formas de cálculo nos três quartéis

	Cenário	Quartel C1				Quartel C2				Quartel C3			
		TS versus TC	Com FCC=1	Com FCC=0,6	Com FCC=0,3	TS versus TC	Com FCC=1	Com FCC=0,6	Com FCC=0,3	TS versus TC	Com FCC=1	Com FCC=0,6	Com FCC=0,3
mc-Si CA	Base												
	Ponta												
	Noite												
	Dia												
CdTe CA	Base												
	Ponta												
	Noite												
	Dia												
mc-Si CC	Base												
	Ponta												
	Noite												
	Dia												
CdTe CC	Base												
	Ponta												
	Noite												
	Dia												

Observa-se na Tabela 44 que os balanços calculados conforme Luthander *et al.* (2019) e os balanços considerando a utilização de toda a energia exportada para compensação da energia importada (FCC=1) resultaram para os três quartéis balanços positivos e classificação como Instalação Militar de Energia Zero. Não é possível identificar diferença entre os cenários. A definição de Luthander *et al.* (2019) considera apenas a energia gerada nos sistemas fotovoltaicos como parcela única (PV), sem dividir a parte que é exportada (PV_{exp}), a parte que atende a carga (PV_{carga}) e a que carrega os sistemas de armazenamento (PV_{bat}). Por isso, se no Cenário Base o quartel for de energia zero (como ocorreu nos estudos de caso apresentados neste trabalho), o quartel também será de energia zero nos outros cenários⁶⁶. Apesar do cálculo do balanço proposto neste trabalho considerar as parcelas exportadas e importadas pelos sistemas renováveis do quartel, quando FCC=1 os balanços foram positivos independentemente dos sistemas de armazenamento acoplados.

⁶⁶ Conforme a representação gráfica da curva de compatibilidade energética, se TS versus TC fica abaixo ou acima da diagonal de energia zero no Cenário Base, o acoplamento dos sistemas de armazenamento simplesmente fará os pontos TS versus TC dos outros cenários deslizarem na reta que liga o ponto do Cenário Base à origem.

Aplicando ao contexto brasileiro de compensação, percebe-se que para os três quartéis a utilização dos sistemas de armazenamento acoplados em CA ou em CC com o atual modelo de compensação estabelecido pela ANEEL (“Alternativa 0”) não apresentou nenhum benefício em termos da compensação da energia importada da rede. Dessa forma, pelo valor investido para a instalação, a adoção dos sistemas de armazenamento só seria viável em estrita necessidade de aumentar a autossuficiência e o autoconsumo, que são muito maiores quando há armazenamento (conforme 4.6).

Considerando que, para a compensação de energia, haja perdas na energia exportada para a rede, como as propostas de modificação da ANEEL (“Alternativas 1” a “Alternativa 5”), os balanços energéticos tiveram resultados negativos sem sistemas de armazenamento acoplados (Cenário Base) ou com sistemas de armazenamento com capacidade e despacho limitados (Cenário Ponta). Com $FCC=0,6$ (40% de perdas na energia exportada), apenas os sistemas do Cenário Noite para os três quartéis resultaram em balanço positivo (exceto CdTe CC do Quartel C1). Quando $FCC=0,3$, opção com maior oneração ao prosumidor, em alguns sistemas apenas a capacidade e configuração de despacho dos sistemas do Cenário Dia foram capazes de tornar o balanço positivo (isso ocorreu no sistema mc-Si CA do Quartel C1 e em todos os sistemas do Quartel C2, exceto mc-Si CC). Os sistemas mc-Si CC dos três quartéis resultaram em balanço positivo já no Cenário Noite, assim como em todos os sistemas do Quartel C3.

A comparação dos resultados de balanço evidencia que é interessante que o cálculo do balanço de sistemas renováveis com armazenamento considere os fluxos de energia entre o prosumidor e a rede externa. Sem a contabilização das parcelas de energia importada e exportada, não foi possível identificar os benefícios do investimento em sistemas de armazenamento. Confirma-se também que a deserção parcial da rede é uma alternativa para prosumidores inseridos em contextos de regulamentação de geração distribuída com grande oneração à quantidade de energia exportada. Como observado, quando não são acoplados os sistemas de armazenamento, o balanço energético que considera a compensação teve resultados negativos com $FCC=0,6$ e $FCC=0,3$ e os benefícios da utilização dos sistemas fotovoltaicos não podem ser vistos. Entretanto, ao utilizar sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento com elevada capacidade relativa de armazenamento e amplo período de despacho, o balanço energético torna-se positivo.

5. CONCLUSÕES

É importante que o meio militar brasileiro, em especial o Exército, aprimore suas instalações para não dependerem de fontes de energia externas para o desempenho de suas funções de Defesa. O meio militar internacional tem demonstrado preocupação crescente com isso e o recente ingresso do Brasil como aliado extra-OTAN traz desafios e oportunidades nessa área. O contexto nacional favorece, devido aos excelentes níveis de irradiação solar no território brasileiro, ao crescimento da geração distribuída no país e à expectativa da utilização de sistemas de armazenamento de energia para deserção parcial da rede.

Nesse sentido, foi conduzida uma análise técnica da implementação de sistemas fotovoltaicos integrados às coberturas de edificações de quartéis do Exército Brasileiro acoplados a sistemas de armazenamento. Foram utilizados como estudo de caso três quartéis em regiões diferentes do país: em Manaus, AM (C1); em Campo Grande, MS (C2); e em Ponta Grossa, PR (C3). Os resultados foram obtidos por meio de simulação computacional utilizando o programa SAM versão 2020.11.29. Duas tecnologias de células fotovoltaicas foram avaliadas (mc-Si e CdTe), os acoplamentos dos sistemas de armazenamento com os sistemas fotovoltaicos foram simulados em corrente contínua e em corrente alternada, foram considerados os cenários de armazenamento Base, Ponta, Noite e Dia e o balanço energético foi calculado considerando a compensação total da energia importada com três Fatores de Compensação de Créditos.

Os sistemas fotovoltaicos foram integrados nas superfícies que resultaram em maiores índices de irradiação. Os resultados mostraram que superfícies de cobertura com ângulos azimutais no quadrante norte e inclinações próximas à latitude apresentaram os maiores níveis de irradiação solar. Concluiu-se que a instalação dos sistemas fotovoltaicos em condições similares à ideal (inclinação igual à latitude e ângulo azimutal nulo em relação ao Norte) pode contribuir para a redução das importações de energia da rede, pois resultam em maiores níveis de irradiação solar (e maior geração considerando a integral anual, consequentemente) em períodos em que o recurso solar é menor (meses de inverno, mais observáveis nas condições climáticas de Campo Grande e de Ponta Grossa). Integrar sistemas fotovoltaicos em superfícies com ângulos azimutais mais próximos a 0° e inclinações diferentes do ângulo da latitude é preferível a integrar os sistemas em superfícies com inclinações próximas à latitude mas com ângulo azimutal distante de 0°.

Os sistemas com a tecnologia de células CdTe resultaram em maiores *yields* e PR em todas as localidades consideradas e em todos os meses do ano. A diferença entre CdTe e mc-Si, entretanto, foi mais acentuada no clima de Campo Grande (20°S), reduziu no clima de Manaus (3°S) e foi praticamente nula nos sistemas modelados no clima de Castro (25°S). As diferenças estão relacionadas às diferenças entre as temperaturas externas do ar e as temperaturas de operação das células fotovoltaicas e aos níveis de irradiação solar. Quando são maiores as diferenças entre as temperaturas de operação das células fotovoltaicas e a temperatura ambiente, há aumento na dissipação de calor das células fotovoltaicas, reduzindo suas produtividades. Isso foi mais visível nas simulações de Castro, pois a cidade possui médias de temperatura ambiente bem inferiores a Campo Grande, apesar da sazonalidade característica das latitudes das duas cidades. Níveis de irradiação elevados favoreceram o desempenho das células de CdTe (coeficiente de temperatura de -0,32%/°C) e, com níveis baixos de irradiação solar, os desempenhos das células de mc-Si (coeficiente de temperatura de -0,37%/°C) foram melhores. Além disso, as perdas por sujeira afetam mais o desempenho dos sistemas de CdTe devido à resposta espectral dessa tecnologia, uma vez que as partículas de sujeira agem como filtro espectral na faixa do espectro em que o CdTe tem melhor desempenho (azul).

Portanto, utilizar sistemas fotovoltaicos com células de CdTe é mais recomendado para climas quentes e com elevados níveis de irradiação ao longo do ano (Manaus e Campo Grande), pois o desempenho é notavelmente superior em relação ao mc-Si. Em climas frios e com baixos níveis de irradiação (Castro), o desempenho dos sistemas com mc-Si mostrou-se similar ao dos sistemas com CdTe. Nessas condições, outros parâmetros devem ser considerados para a seleção de qual módulo utilizar.

Considerar percentuais de perdas por sujeira sazonais nas simulações dos sistemas fotovoltaicos mostrou-se necessário. Os resultados dos sistemas fotovoltaicos que consideraram perdas constantes de 3% (P1) foram bem superiores aos resultados considerando perdas variáveis em escalas diferentes de acordo com os acumulados mensais de precipitação (P2 e P3). As diferenças percentuais entre os *yields* dos sistemas com CdTe e com mc-Si foram inversamente proporcionais aos percentuais de perdas por sujeira considerados. As perdas por sujeira foram mais acentuadas nos meses e nos locais com menores níveis de irradiação. Apesar de difícil mensuração, a sujeira depositada nos módulos reduz o desempenho dos sistemas fotovoltaicos e, em caso de instalação dos sistemas

integrados a coberturas, é recomendável que os gestores definam calendários de limpeza, especialmente se os sistemas estiverem instalados em superfícies com baixas inclinações, a despeito da necessidade de consumir recursos e energia para isso.

Os sistemas fotovoltaicos simulados para Campo Grande, MS (Quartel C2) foram os que apresentaram os maiores *yields* (próximos a 1.400 kWh/kW) e PR (0,76 para mc-Si e 0,77 para CdTe), seguidos dos sistemas de Manaus, AM (Quartel C1, com *yields* próximos a 1.300 kWh/kW e PR de 0,75 para mc-Si e 0,77 para CdTe) e, por último, pelos sistemas simulados no clima de Castro, PR (Quartel C3, com *yields* próximos a 1.250 kWh/kW e PR 0,76). Essa ordem seguiu a classificação decrescente dos níveis mensais de Irradiação Global Horizontal (GHI) entre as três cidades (simulações com percentuais intermediários e sazonais de perdas por sujeira – P2). Quando não se consideram os diferentes percentuais de sujeira (simulações dos três quartéis com percentuais constantes de 3% de perdas por sujeira – P1), percebeu-se que os *yields* dos sistemas com mc-Si nos Quartéis C1 (Manaus) e C3 (Castro) foram iguais e inferiores aos do Quartel C2 (Campo Grande) em mais de 130 kWh/kW. Os sistemas simulados para Castro (Quartel C3) nessas condições apresentaram os maiores PR (0,82) e os do Quartel C1 (Manaus) os menores (0,78), mostrando maiores perdas dos sistemas fotovoltaicos em Manaus, intermediárias em Campo Grande e menores em Castro.

As gerações dos sistemas fotovoltaicos foram superiores aos consumos anuais em percentuais que variaram de 8% a 25%, com maiores excedentes nos sistemas de Manaus (Quartel C1) e menores nos sistemas de Campo Grande (Quartel C2). Há grande incompatibilidade entre os perfis de geração e o consumo nos três quartéis e as interações com a rede elétrica da distribuidora – importação e exportação – resultaram em Taxas de Autossuficiência quando não há sistemas de armazenamento próximas a 50% em Manaus (Quartel C1) e a 40% em Campo Grande e Castro (Quartéis C2 e C3). O melhor resultado pelo Quartel C1 pode ser explicado pela pouca variação dos níveis de irradiação solar em Manaus (latitude próxima à linha do Equador) em comparação com os perfis de irradiação solar sazonais de Campo Grande e de Castro (latitudes próximas ao Trópico de Capricórnio). As Taxas de Autoconsumo no Cenário Base foram de aproximadamente 40%, com maiores taxas sendo as dos sistemas do quartel de Manaus (Quartel C1) e as menores dos sistemas do quartel de Castro (Quartel C3). Apesar do Quartel C3 possuir um perfil de consumo mais constante ao longo do ano, os níveis de irradiação solar em Castro variam muito, resultando

em períodos com muitos excedentes de energia e outros com grandes importações de energia no horário solar.

O impacto do acoplamento dos sistemas de armazenamento nos indicadores TS e TC considerando o Cenário Ponta foi de aproximadamente 10%, resultado dentro do esperado já que os consumo de energia pelos quartéis nesse horário (nos horários de ponta, os consumos representaram menos de 10% do consumo total). O impacto na TS e na TC dos sistemas do Cenário Noite foi expressivo, com aumentos variando entre 27% e 44% em relação ao Cenário Ponta. Os sistemas foram configurados para atender o consumo no período das 18h às 5:59h e as TS chegaram em média a 85% nos três quartéis. As TC, entretanto, foram diferentes, com maiores indicadores para o Quartel C2 (próximas a 80%) e menores para o Quartel C1 (entre 65% e 70%). Os resultados mostraram pequenas diferenças entre os indicadores do Cenário Dia e do Cenário Noite (acréscimos variando de 3% a 12%), justificadas pelos consumos no início e no fim do horário solar, que resultam em despacho de energia dos sistemas de armazenamento no Cenário Dia e não no Cenário Noite. Os sistemas de Manaus (Quartel C1) resultaram nas maiores Taxas de Autossuficiência no Cenário Dia (o sistema CdTe CA foi 100% autossuficiente no ano) enquanto nos outros quartéis as TS foram próximas a 95%. As Taxas de Autoconsumo no Cenário Dia foram maiores nos sistemas do quartel em Campo Grande (Quartel C2, com TC próximas a 90%) e menores nos sistemas do quartel em Castro (Quartel C3, de aproximadamente 80%).

As quantidades de dias em cada faixa de valores da TS e da TC evidenciaram que o acoplamento dos sistemas de armazenamento aos sistemas fotovoltaicos dos quartéis resultou em maiores taxas diárias de autoconsumo e de autossuficiência. Enquanto no Cenário Base a principal faixa de valores da TS e da TC foi entre 40% e 60% para os três quartéis, no Cenário Dia a maior parte dos dias é autossuficiente (TS acima de 100%), mas a quantidade de dias com autoconsumo completo (TC igual a 100%) não é elevada. Para isso, não poderia haver exportação de energia para a rede em nenhum momento do dia, o que não ocorreu mesmo com sistemas de armazenamento dimensionados e configurados para o Cenário Dia. A alta geração dos sistemas em CC em comparação aos sistemas em CA tornaram a obtenção da TC de 100% difícil, o que ficou mais perceptível nos histogramas dos quartéis de Manaus (Quartel C1) e de Campo Grande (Quartel C2). No quartel de Castro (Quartel C3), a diferença foi menor e poucos dias resultaram em TC de 100% em ambas as formas de acoplamento.

Os indicadores TS e TC mostraram-se úteis para a análise anual, mas ao reduzir o intervalo de tempo considerado, foram encontradas vulnerabilidades nas análises utilizando essas taxas. Quando há baixa geração (mensal ou diária), as Taxas de Autoconsumo podem atingir valores próximos a 100% com facilidade. Nesse caso, a diferença do uso e das configurações e dimensionamento dos sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos não é contabilizada pela TC, pois o que varia são as importações de energia apenas (a quantidade de energia exportada é baixa ou inexistente). Quando há elevada geração (mensal ou diária), as Taxas de Autossuficiência podem facilmente ultrapassar 100% se o consumo de energia for pequeno no período considerado. Mesmo com sistemas de armazenamento com elevada capacidade e amplo período de despacho (como no Cenário Dia) pode haver excedente de energia após o carregamento dos sistemas de armazenamento até o $SOC_{máx}$ de 95%.

Os gráficos de compatibilidade mensal e anual propostos por Luthander *et al.* (2019) confirmaram o impacto positivo da adição dos sistemas de armazenamento aos sistemas fotovoltaicos para a autossuficiência e autoconsumo e resultaram na classificação dos três quartéis como Instalações Militares de Energia Zero a despeito do uso de sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos. Não foi possível diferenciar as opções e os cenários de armazenamento mais viáveis para cada quartel calculando o balanço sem considerar as parcelas da energia exportada para a rede ou utilizada para a carga dos sistemas de armazenamento (se PV for maior que C, não importam os fluxos de energia entre o sistema fotovoltaico e a rede ou entre o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento).

Os resultados do balanço energético mostraram-se adequados para avaliar a classificação de energia zero em prosumidores com sistemas de armazenamento, pois considerou-se os fluxos de energia de e para a rede (importação e exportação). Quando não há perdas na parcela de energia exportada, os balanços energéticos foram positivos nos quatro cenários de armazenamento para todos os sistemas dos três quartéis. Em condições regulatórias que não aplicam fatores de perda à injeção de energia da rede ($FCC=1$), a única diferença entre os cenários foi a redução das interações com a rede. Os excedentes de energia exportada em relação à importada foram grandes quando não há armazenamento (Cenário Base) e quando ele está presente (Cenários Ponta, Noite e Dia). Os resultados do balanço com $FCC=1$ para a classificação de energia zero foram similares aos obtidos no balanço considerando apenas geração e consumo.

Os sistemas de armazenamento proporcionaram redução significativa nas interações com a rede e impactaram consideravelmente o balanço energético quando há perdas na parcela de energia exportada compensável ($FCC=0,6$ e $FCC=0,3$). Nessas condições, os balanços energéticos foram negativos nas opções sem armazenamento (Cenário Base) e com armazenamento pequeno e despacho apenas no horário de ponta (Cenário Ponta). Nos sistemas simulados para o quartel de Campo Grande (Quartel C2), o balanço foi negativo mesmo com a adoção dos sistemas configurados para o Cenário Noite devido às importações de energia no início e no fim do horário solar, que são em grande quantidade nesse quartel.

Os resultados apontaram que, quando há oneração da energia injetada na rede da distribuidora pelos prosumidores, a deserção parcial da rede pela utilização dos sistemas de armazenamento com grandes capacidades e período de despacho ampliado (Cenário Dia) é uma forma de tornar os sistemas renováveis atrativos, pois reduz muito a energia importada da rede e a energia exportada é suficiente de compensá-la completamente. Dessa forma, os prosumidores podem se tornar de energia positiva.

O método e os resultados desenvolvidos neste trabalho mostraram os benefícios dos sistemas de armazenamento acoplados aos sistemas fotovoltaicos e podem ser aplicados em diversas condições de regulação da geração distribuída. Conjugando autossuficiência e autoconsumo elevados com os balanços energéticos que consideram as interações do prosumidor com a rede é um desafio, uma vez que a exportação é ruim para o autoconsumo (ou seja, a TC não consegue atingir os 100%) mas é boa para os sistemas de compensação com FCC baixos, quando é interessante que haja quantidade de excedente capaz de, mesmo com as perdas, compensar completamente a energia importada. Isso foi mais perceptível nos sistemas CdTe CC nos quartéis em Manaus (Quartel C1) e em Castro (Quartel C3) e no sistema mc-Si CC do quartel em Campo Grande (Quartel C2): suas taxas de autoconsumo não foram tão elevadas devido à maior exportação de energia (perfis de geração maiores), mas resultaram nos maiores balanços energéticos em todos os FCC, mas especialmente úteis para positivarem o balanço com $FCC=0,6$ e $FCC=0,3$.

Os resultados mostraram que, para obter elevadas autossuficiência e autoconsumo (resiliência energética) junto com balanços energéticos positivos não apenas em termos de fluxos energéticos – ou seja, exportação maior que importação –, mas considerando-se as regulamentações relativas à compensação da energia importada da distribuidora local – ou seja, evitando o pagamento da energia importada –, os sistemas fotovoltaicos devem ser

projetados com potência instalada adequada e acoplados a sistemas de armazenamento bem dimensionados e com configuração otimizada de despacho.

5.1 Limitações do trabalho

No decorrer desse trabalho, foram identificadas algumas limitações, descritas a seguir:

- Foram selecionadas apenas as superfícies sem sombreamento de acordo com verificação visual de imagens de satélite;
- Os percentuais de perdas por sujeira considerados foram baseados nos dados de precipitação dos piores anos (pior caso);
- Os sistemas simulados com acoplamento em corrente contínua utilizaram inversores híbridos, cujos dados elétricos foram inseridos de forma simplificada no SAM, sem a configuração da sua curva de eficiência completa;
- Nas simulações com sistemas de armazenamento descentralizados, os resultados para o quartel foram obtidos pela soma externa dos resultados obtidos por cada sistema no SAM. Cada sistema descentralizado, portanto, considerou consumos fictícios e não considerou a existência dos demais sistemas dentro do mesmo quartel para fluxos de energia entre sistemas;
- Este trabalho considerou a configuração manual para o despacho de energia dos sistemas de armazenamento para a carga, ou seja, foram definidos valores fixos de DOD para cada hora. Por isso, os resultados obtidos para os dias de referência para os cenários não conseguiram alcançar o aumento de autossuficiência desejado;
- A estratégia adotada para definição das capacidades totais dos sistemas de armazenamento variou de acordo com três cenários, o que não permitiu a comparação direta entre as três porque o despacho foi configurado de forma diferente para cada uma delas;
- O balanço energético utilizado para a classificação de energia zero considerou apenas Fatores de Compensação de Créditos menores que 1;
- Não foram consideradas as demandas contratadas pelos quartéis, que limitam a potência instalada máxima de sistemas fotovoltaicos, de acordo com a Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL; e

- Este trabalho não considerou os parâmetros financeiros da aplicação dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento propostos.

5.2 Sugestões de trabalhos futuros

Como sugestões de trabalhos futuros decorrentes dessa pesquisa, pontua-se:

- Desenvolvimento de método simplificado para avaliação de sombreamento em superfícies de cobertura;
- Desenvolvimento de método simplificado para determinação de percentuais de perdas por sujeira mensais a serem considerados nas simulações pela relação entre irradiação e precipitação com base nas séries históricas de dados disponíveis;
- Avaliação de opções diferentes de despacho (por exemplo, considerando o deslocamento de picos de demanda de acordo com os padrões de irradiação do dia anterior ou do dia seguinte);
- Análise de sistemas inteligentes para gerenciamento dos fluxos de energia entre os ativos energéticos internos aos quartéis;
- Análise paramétrica da capacidade de armazenamento mais adequada para determinado quartel com a opção de despacho que mais favorece o aumento da autossuficiência e do autoconsumo;
- Adaptar o conceito da Taxa de Autoconsumo para considerar os fluxos de energia de e para os sistemas de armazenamento;
- Consideração de balanços energéticos quando há recompensas aos prosumidores que injetam energia na rede (tarifas *feed-in*, ou seja, $FCC > 1$);
- Levar em consideração o limite estabelecido pela Resolução Normativa nº 687/2015 com respeito à potência instalada dos sistemas fotovoltaicos, que não pode superar a demanda contratada dos quartéis; e
- Análise da viabilidade econômica dos sistemas propostos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABERTAS, Agência Contas. *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: 4 mar. 2020.
- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- AFA. *Simpósio discute a eficiência energética do Comando da Aeronáutica*.
- AGUIARI, Cesar Jorge. *Subsídios na Geração Distribuída: a parte da história que não te contaram!* Disponível em: <<https://www.saren.com.br/post/subsidios-na-geracao-distribuida-a-parte-da-historia-que-nao-te-contaram>>. Acesso em: 21 apr. 2020.
- ALEO. *PERC cell technology explained*. Disponível em: <<https://www.aleo-solar.com/perc-cell-technology-explained/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- ALTOÉ, Leandra et al. Políticas públicas de incentivo à eficiência energética. *Estudos Avançados*, v. 31, n. 89, p. 285–297, 2017. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v31n89/0103-4014-ea-31-89-0285.pdf>>.
- AMARAL, Ana Rita et al. *Review on performance aspects of nearly zero-energy districts. Sustainable Cities and Society*. [S.l: s.n.], 2018
- ANDERSON, Kate et al. Net Zero Energy Analysis Approach for Military Installations. 2011, [S.l.]: ASME, 2011. p. 1725–1734. Disponível em: <<http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1636855>>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- ANEEL. *Entenda melhor o que a ANEEL está propondo para o futuro da GD*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%253Fp_p_id%25>. Acesso em: 12 mar. 2020a.
- ANEEL. *Geração Distribuída*. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaW44MjM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIiMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 27 may 2021a.
- ANEEL. *Geração Distribuída - ANEEL*. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 16 feb. 2021b.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012*. . [S.l: s.n.], 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482*. . Brasil: ANEEL. , 2012b
- ANEEL. *Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877>. Acesso em: 12 mar. 2020b.

- AUSTRALIA. *Defence Energy Policy*. . [S.l: s.n.], 2007a.
- AUSTRALIA. *Defence Estate Energy Strategy 2014–2019*. . [S.l: s.n.], 2014.
- AUSTRALIA. *Energy Efficiency in Government Operations (EEGO) Policy*. . [S.l: s.n.], 2007b.
- AUSTRALIA. *Smart Infrastructure Handbook*. . [S.l: s.n.], 2019.
- AVO. *FORTE CAXIAS INSTALA SISTEMA DE SEGURANÇA ENERGÉTICA*. Disponível em: <http://www.eb.mil.br/exercito-brasileiro?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest&_101_assetEntryId=7527531&_101_type=content&_101_groupId=165>.
- BAEK, Youngsun et al. The economic feasibility of solar and storage system in Illinois. *Electricity Journal*, v. 33, n. 1, p. 106689, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106689>>.
- 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>>.
- BARAS, Abdulaziz et al. Measured soiling loss and its economic impact for PV plants in central Saudi Arabia. *2016 Saudi Arabia Smart Grid Conference, SASG 2016*, n. December 2016, 2017.
- BESSO, Rachel. *Sistema Solar Fotovoltaico conectado à rede - Estudo de caso no centro de tecnologia da UFRJ*. 2017. 28–48 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- BLOCH, Charlie et al. Breakthrough Batteries - Powering the Era of Clean Electrification. p. 1–84, 2019.
- BOHRA, Rakesh; GOWDA, Ramesh G.; KRISHNAN, Mani R. Soiling Loss Analysis on Various Photovoltaic Technologies Installed at Rooftop in Metropolitan/Urban Environment [. 2015, [S.l: s.n.], 2015. p. 2588–2591.
- BOOTH, Samuel et al. *Net Zero Energy Military Installations: A Guide to Assessment and Planning*. . [S.l: s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- BOOTH, Samuel; VOLKMAN, Paul. Lessons Learned from the US Army Net Zero Energy Program for NATO Installations. [S.l: s.n.], 2017. p. 165–170. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-94-017-7600-4_9>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- 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>>.
- BRASIL. *Atividade de Subsistência do Exército Brasileiro (Quantidade de militares alimentados e refeições servidas por ano)*. Disponível em: <<http://www.dados.gov.br/dataset/atividade-subsistencia-eb>>. Acesso em: 12 jun. 2020a.
- BRASIL. *Caderno de Instrução de Instalação, Manutenção e Operação do Microsistema fotovoltaico módulo de energia solar (MESO) - ED50-CI-03.01*. . [S.l: s.n.], 2021a.

BRASIL. *Caderno de Orientações - Ações para Manutenção em Organizações Militares e Próprios Nacionais Residenciais do Exército*. . Brasília: [s.n.], 2019a.

BRASIL. *Caderno de Orientações - Ações para Redução de Custos com Energia Elétrica e Água em Organizações Militares e Próprios Nacionais Residenciais do Exército*. . Brasília: [s.n.], 2019b.

BRASIL. *Decreto nº 10.232, de 6 de fevereiro de 2020*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Decreto/D10232.htm#art3>. Acesso em: 17 apr. 2020b.

BRASIL. *Efetivos*. Disponível em: <<https://www.defesa.gov.br/forcas-armadas/111-lei-de-acesso-a-informacao/perguntas-frequentes/remuneracao-dos-militares-das-forcas-armadas-no-brasil-e-no-exterior/8637-efetivos>>. Acesso em: 17 apr. 2020c.

BRASIL. *INMETRO. Tabela de Edificações Comerciais, de serviços e públicas*.

BRASIL. *Instrução Normativa Inmetro para a Classificação de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas*. Disponível em: <<http://www.pbreedifica.com.br/inic>>. Acesso em: 10 aug. 2021b.

BRASIL. *LEI COMPLEMENTAR Nº 97, DE 9 DE JUNHO DE 1999*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp97.htm>. Acesso em: 12 mar. 2020.

BRASIL. *Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001*. . Brasil: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LEIS_2001/L10295.htm>. , 2001

BRASIL. *Ministério da Defesa. Livro Verde da Defesa - Defesa & Meio ambiente - Preparo com sustentabilidade*. 1ª edição ed. Brasília: Ministério da Defesa, 2017. Disponível em: <https://www.defesa.gov.br/arquivos/estado_e_defesa/defesa_e_meio_ambiente/livro_defesa_e_meio_ambiente.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2019.

BRASIL. *Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. International Energy Agency. Atlas of Energy Efficiency Brazil 2019*. . [S.l: s.n.], 2020e.

BRASIL. *Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG). Instrução Normativa Nº 2, de 4 de junho de 2014*. . [S.l: s.n.]. , 2014

BRASIL. *OM por estado*. Disponível em: <<https://web.archive.org/web/20170221055330/http://www.eb.mil.br/web/guest/quarteis-por-estado1>>. Acesso em: 1 may 2020f.

BRASIL. *Portaria nº 065/DEC, de 17 de maio de 2019*. Aprova as Instruções Reguladoras para a Elaboração, a Apresentação e a Aprovação de Projetos de Obras Militares no Comando do Exército (EB50-IR-03.001). v. 1, p. 1–78, 2019c.

BRASIL. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018*. ANEEL. [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas>>.

BYD. *Battery-Box Premium HVS/HVM*. . [S.l: s.n.]. , 2019

CANADIANSOLAR. *HiKu Super High Power Poly Perc Module 395W ~ 420W*. . [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-P_EN.pdf>.

CANADIANSOLAR. *Installation Manual of Standard Solar*. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em:

- <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Installation_Manual_of_Standard_Solar_Modules_en.pdf>.
- CAO, Xiaodong; DAI, Xilei; LIU, Junjie. Building energy-consumption status worldwide and the state-of-the-art technologies for zero-energy buildings during the past decade. *Energy and Buildings*, 2016.
- CASE, Michael et al. Integration of master planning and energy planning: from detailed to conceptual analysis. *ASHRAE Transactions*, v. 121, n. 1, p. 133+, 2015.
- CASTILLO, Anya; GAYME, Dennice F. Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey. *Energy Conversion and Management*, v. 87, p. 885–894, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.063>>.
- CASTRO, Roberto Portela De. OPUS: O BIM no Exército Brasileiro. *Seminário BIM em Obras Públicas de 2016*, 2016.
- CLOSSON, Stacy. The military and energy: Moving the United States beyond oil. *Energy Policy*, I can cite this article from Energy Policy when enbasing US needly to care military energy consumption, v. 61, p. 306–316, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.102>>.
- CRAWLEY, Drury; TORCELLINI, Paul; PLESS, Shanti. Getting to Net Zero Energy Buildings. *ASHRAE Journal*, n. September, 2009. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46382.pdf>>.
- D'AGOSTINO, Delia; MAZZARELLA, Livio. *What is a Nearly zero energy building? Overview, implementation and comparison of definitions*. Journal of Building Engineering. [S.l: s.n.], 2019
- DÁVI, Giovani Almeida et al. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. *Energy and Buildings*, v. 120, p. 19–29, 2016.
- DAVIS, Jordan A. *Introducing Reverse DC-Coupled PV+Storage Configurations | Energy Storage News*. Disponível em: <<https://www.dynapower.com/reverse-dc-coupled-pv-plus-storage/>>. Acesso em: 25 aug. 2020.
- DELOITTE. *Energy Security America's Best Defense*. Deloitte. [S.l: s.n.], 2009. Disponível em: <www.deloitte.com/us/about>. Acesso em: 11 jul. 2019.
- DESCHAMPS, Eduardo Martins; 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>>.
- DIORIO, Nicholas; DENHOLM, Paul; HOBBS, William B. A model for evaluating the configuration and dispatch of PV plus battery power plants. *Applied Energy*, v. 262, n. December 2019, p. 114465, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114465>>.
- DO NASCIMENTO, Lucas Rafael. *Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil*. 2019. 104 f. Universidade Federal de Santa Catarina, 2019. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_Lucas_Rafael_do_Nascimento.pdf>.
- 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, 2020.

DOD. *UFC 3-440-01 Facility-Scale Renewable Energy Systems*. . [S.l: s.n.], 2015. Disponível em: <<http://dod.wbdg.org/>>. Acesso em: 20 aug. 2019.

DOE. *Cadmium Telluride | Department of Energy*. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/cadmium-telluride>>. Acesso em: 27 mar. 2020a.

DOE. *Considerations for Implementing PV plus Storage Systems at Federal Buildings and Campuses*. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70679.pdf>>.

DOE. *Perovskite Solar Cells*. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/perovskite-solar-cells>>. Acesso em: 2 jul. 2020b.

DOGGA, Raveendhra; PATHAK, M. K. Recent trends in solar PV inverter topologies. *Solar Energy*, v. 183, n. April 2018, p. 57–73, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.02.065>>.

DOUBLEDAY, Kate; HAFIZ, Faeza; et al. Integrated distribution system and urban district planning with high renewable penetrations. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, n. March 2018, p. 1–15, 2019.

DOUBLEDAY, Kate; PARKER, Andrew; et al. Toward a subhourly net zero energy district design through integrated building and distribution system modeling. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 11, n. 3, 2019.

EB. *Departamento de Engenharia e Construção lança Programa “EB Sustentável” durante seminário*. Disponível em: <https://www.eb.mil.br/web/noticias/noticiario-do-exercito/-/asset_publisher/MjaG93KcunQI/content/departamento-de-engenharia-e-construcao-lanca-programa-eb-sustentavel-durante-seminario/8357041>.

ECOSOLYS. *Inversores ecoSolys*. Disponível em: <<https://ecosolys.com.br/inversores/>>. Acesso em: 10 aug. 2021.

EDA. *About the Consultation Forum - Phase 2*. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/european-defence-energy-network/about-the-consultation-forum>>. Acesso em: 25 jul. 2019a.

EDA. *Consultation Forum*. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/european-defence-energy-network>>. Acesso em: 22 jul. 2019b.

EDA. *Consultation Forum for Sustainable Energy in the Defence and Security Sector Final Report*. . [S.l: s.n.], 2017a. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/docs/default-source/events/eden/phase-i/final-report/consultation-forum-for-sustainable-energy-in-the-defence-and-security-sector---final-report.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2019.

EDA. *Defence Energy Data 2016 & 2017*. . [S.l: s.n.], 2019c. Disponível em: <www.eda.europa.eu>. Acesso em: 19 aug. 2019.

EDA. *EDA brings solar energy to airbase in Cyprus*. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/info-hub/press-centre/latest-press-releases/2015/01/09/go-green-eda-brings-solar-energy-to-airbase-in-cyprus>>. Acesso em: 19 aug. 2019a.

EDA. *Energy and Environment Programme*. Disponível em:

- <<https://www.eda.europa.eu/what-we-do/activities/activities-search/energy-and-environment-programme-working-group>>. Acesso em: 19 aug. 2019b.
- EDA. *European Armed Forces GO GREEN*. 2012a. Disponível em: <https://www.eda.europa.eu/docs/default-source/eda-factsheets/go-green_factsheet_131212_cs5_vert>. Acesso em: 19 aug. 2019.
- EDA. *Military Green*. . [S.l: s.n.], 2012b. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/docs/default-source/news/military-green-leaflet.pdf>>. Acesso em: 19 aug. 2019.
- EDA. *Smart Energy Camp Technical Demonstrator*. . [S.l: s.n.], 2017b. Disponível em: <<https://www.eda.europa.eu/docs/default-source/events/eden/phase-i/information-sheets/cf-sedss-information-sheet-smart-energy-camps-technical-demonstrator.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2019.
- EEAS. *European Union Military Concept on Environmental Protection and Energy Efficiency for EU-led military operations*. . Bruxelas: [s.n.], 2012. Disponível em: <<https://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=EN&f=ST 13758 2012 INIT>>. Acesso em: 22 jul. 2019.
- ENERGYDATA. *Global Solar Atlas*. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=16.823715,-1.195321,3&r=DEU>>. Acesso em: 12 mar. 2020.
- ENERGYPLUS. *Weather Data by Region*. Disponível em: <https://energyplus.net/weather-region/south_america_wmo_region_3/BRA>. Acesso em: 4 may 2020.
- ENKHARDT, Sandra. *Huawei, Sungrow and SMA dominate global inverter market*. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2020/04/29/huawei-sungrow-and-sma-dominate-global-inverter-market/>>. Acesso em: 8 jul. 2020.
- EPE. 2020 Statistical Yearbook of electricity: 2019 baseline year. *Empresa de Pesquisa Energética*, p. 256, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt%0Ahttp://www.epe.gov.br>>.
- EPE. *Balanco energético nacional*. . [S.l: s.n.], 2019a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN 2019 Completo WEB.pdf>>.
- EPE. *Balanco Energético Nacional 2019*. . Rio de Janeiro: [s.n.], 2019b. 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>>. Acesso em: 12 jul. 2019.
- EPE. *Relatório Síntese Balanco Energético Nacional Relatório Síntese - Empresa de Pesquisa Energética - Balanco nacional de energia. Balanco Energético Nacional*. [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/Relatório Síntese BEN 2021-ab 2020_v2.pdf>.
- ESPAÑA. *18 Monografías del SOPT Jornada tecnológica: Soluciones tecnológicas para la eficiencia y seguridad energética en misiones internacionales*. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível

em: <<http://www.tecnologiaeinnovación.defensa.gob.es/es-es/Paginas/Inicio.aspx>>.

ESPAÑA. *Defence Technology and Innovation Strategy ETID*. . [S.l: s.n.], 2010.

ESPAÑA. *Estrategia de Tecnología e Innovación para la Defensa ETID - 2015*. . [S.l: s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.natolibguides.info/ld.php?content_id=20757453>. Acesso em: 15 oct. 2019.

EU. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. *Official Journal of the European Union*, v. 13, n. 153, 2010. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0031&from=EN>>. Acesso em: 23 jul. 2019.

FAB. *Ala 4 é a primeira Unidade da FAB a utilizar usina solar fotovoltaica on-grid*. Disponível em: <[http://www.aer.mil.br/noticias/imprime/35310/SUSTENTABILIDADE - Ala 4 é a primeira Unidade da FAB a utilizar usina solar fotovoltaica on-grid](http://www.aer.mil.br/noticias/imprime/35310/SUSTENTABILIDADE%20-%20Ala%204%20%C3%A9%20a%20primeira%20Unidade%20da%20FAB%20a%20utilizar%20usina%20solar%20fotovoltaica%20on-grid)>. Acesso em: 4 feb. 2020.

FALLAHI, Zahra. Interactive Buildings : A Review. p. 1–26, 2019.

FERREIRA, Helder Lopes et al. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, v. 53, p. 288–298, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.037>>.

FGV. Recursos Energéticos Distribuídos. *FGV Energia*, v. 7, 2016.

FIRSTSOLAR. *First Solar Series 6™ 420-445 Watts*. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <<http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical-Documents/Series-6-Datasheets/Series-6-Datasheet.ashx>>.

FRAUNHOFER. *Photovoltaics Report 2019. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE GmbH*. . [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>.

FRAUNHOFER ISE. *Fraunhofer's Photovoltaics Report*. . [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>.

FREITAS, S.; REINHART, C.; BRITO, M. C. Minimizing storage needs for large scale photovoltaics in the urban environment. *Solar Energy*, Utilizar a metodologia, os parâmetros de avaliação do balanço e as estratégias de otimização das baterias... Muito bom o artigo!, v. 159, n. October 2017, p. 375–389, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.011>>.

FRONIUS. *Fronius Symo GEN24 Plus*. . [S.l: s.n.], 2020

FU, Ran et al. 2018 U . S . Utility-Scale Photovoltaics- Plus-Energy Storage System Costs Benchmark. *National Renewable Energy Laboratory*, n. November, p. 32, 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>>.<<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>>.

FUSHENG, Li; RUIHENG, Li; FENGQUAN, Zhou. Microgrid and distributed generation. *Microgrid Technology and Engineering Application*. [S.l.]: Elsevier Inc., 2016. p. 29–46.

- GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. Desempenho De Um Sistema Fotovoltaico Em Dez Cidades Brasileiras Com Diferentes Orientações Do Pannel. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 1, p. 10–17, 2017. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/169/160>>.
- GEORGIU, Giorgos S.; CHRISTODOULIDES, Paul; KALOGIROU, Soteris A. *Real-time energy convex optimization, via electrical storage, in buildings – A review*. *Renewable Energy*. [S.l: s.n.], 2019
- GOLDIE-SCOT, Logan. *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>>. Acesso em: 1 apr. 2020.
- GOMES, Anny Helena. *Modelo de Projeto de uma Planta Fotovoltaica de Microgeração para Capacitação em Energia Solar*. 2017. 2017.
- GREEN, Jemma; NEWMAN, Peter. Citizen utilities: The emerging power paradigm. *Energy Policy*, v. 105, n. February, p. 283–293, 2017.
- GREENER. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico Geração Distribuída - 1º semestre 2019. p. 78, 2019. Disponível em: <<http://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>>.
- GREENER. *Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico 2º Semestre - 2020 Brasil*. . [S.l: s.n.], 2020.
- GSES. *A practical guide to PV efficiency*. *Global Sustainable Energy Solutions Pty Ltd*. [S.l: s.n.], 2016.
- GU, Wenbo et al. A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology. *Energy Conversion and Management*, v. 223, n. August, p. 113283, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113283>>.
- GUIMARÃES, Leonam dos Santos. *O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética*. . [S.l: s.n.], 2019.
- HARKOUSS, Fatima; FARDOUN, Farouk; BIWOLE, Pascal Henry. *Optimization approaches and climates investigations in NZEB—A review*. *Building Simulation*. [S.l: s.n.], 2018
- HARTRANFT, Thomas. Energy security and independence for military installations: candidate mission-focused vision and policy measures. 2007, [S.l: s.n.], 2007. p. 1–8.
- 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, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.033>>.
- HELGESON, Jennifer F; REAR, Eric G O. Improving the Economic Viability of Investment in Building Sustainability through the Valuation of NIST Technical Note 2013 Improving the Economic Viability of Investment in Building Sustainability through the Valuation of Resilience-based Co-Benefits. 2018.
- HERNÁNDEZ-CALLEJO, Luis; GALLARDO-SAAVEDRA, Sara; ALONSO-GÓMEZ, Víctor. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy*, v. 188, n. June, p. 426–440, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>>.
- IDEAL. *Acesse a apresentação do IDEAL e FOTOVOLTAICA na audiência pública sobre geração distribuída na Câmara dos Deputados*. Disponível em: <<https://institutoideal.org/acesse->

a-apresentacao-feita-pelo-ideal-e-fotovoltaica-ufsc-na-audiencia-publica-sobre-geracao-distribuida-na-camara-dos-deputados/>. Acesso em: 12 mar. 2020.

IEA. *Electricity information: overview*. [S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: <<http://www.iea.org/t&c/>>. Acesso em: 11 jul. 2019.

IEA. *Energy Efficiency: Buildings*. Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/energyefficiency/buildings/>>. Acesso em: 11 jul. 2019a.

IEA. *Germany*. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/germany>>. Acesso em: 16 jun. 2020a.

IEA. *PVPS Trends in Photovoltaic Applications 2019. Photovoltaic Power Systems Programme*. [S.l.: s.n.], 2019b. Disponível em: <<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:TRENDS+IN+PHOTOVOLTAIC+APPLICATIONS#0>>.

IEA. *VRE share in annual electricity generation in selected countries, 2016-2022*. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/vre-share-in-annual-electricity-generation-in-selected-countries-2016-2022>>. Acesso em: 12 mar. 2020b.

INMET. *Arquivos climáticos INMET 2016*. Disponível em: <<http://www.labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos/inmet2016>>. Acesso em: 2 may 2020.

INMET. *Normais climatológicas*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>.

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>.

JAMIL, Wan Juzaili et al. Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 876–891, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.072>>.

JANSEN, Julian. *Grid defection gains ground in Europe as consumers seek energy cost reduction*. Disponível em: <<https://www.energy-storage.news/blogs/grid-defection-gains-ground-in-europe-as-consumers-seek-energy-cost-reducti>>. Acesso em: 12 mar. 2020.

JOSEPH, Ami; SHAHIDEHPOUR, Mohammad. Battery storage systems in electric power systems. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, p. 1–8, 2006.

KABALCI, Ersan. Review on novel single-phase grid-connected solar inverters: Circuits and control methods. *Solar Energy*, v. 198, n. October 2019, p. 247–274, 2020.

KHATIB, Tamer; IBRAHIM, Ibrahim A.; MOHAMED, Azah. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, v. 120, p. 430–448, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>>.

KINGERY, Kristine; KEYSAR, Elizabeth; HARROVER, Caroline. *The Net Zero Initiative*. Disponível em: <<http://themilitaryengineer.com/index.php/tme-articles/tme-magazine->

- online/item/396-the-net-zero-initiative>. Acesso em: 18 jul. 2019.
- KOCH, Andreas; GIRARD, Sébastien; MCKOEN, Kevin. *Towards a neighbourhood scale for low- or zero-carbon building projects. Building Research and Information*. [S.l: s.n.], 2012
- KOLOKOTSA, D. et al. *A roadmap towards intelligent net zero- and positive-energy buildings. Solar Energy*. [S.l: s.n.], 2011
- KOUTRA, Sesil; BECUE, Vincent; IOAKIMIDIS, Christos S. A Simplified Methodological Approach Towards the Net Zero Energy District. [S.l: s.n.], 2017. p. 207–224. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-63712-9_12>. Acesso em: 15 jul. 2019.
- KUMAR, Nallapaneni Manoj; SUDHAKAR, K.; SAMYKANO, M. Performance comparison of BAPV and BIPV systems with c-Si, CIS and CdTe photovoltaic technologies under tropical weather conditions. *Case Studies in Thermal Engineering*, v. 13, n. December 2018, p. 100374, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.100374>>.
- LABREN. *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição*. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 1 may 2020.
- LABSOL. *Radiasol*. Porto Alegre: UFRGS. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. , 2020
- LAWS, Nicholas D. et al. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*, v. 185, p. 627–641, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>>.
- LI, Danny H.W.; YANG, Liu; LAM, Joseph C. Zero energy buildings and sustainable development implications - A review. *Energy*, v. 54, p. 1–10, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.070>>.
- LISKA, Adam J.; PERRIN, Richard K. Securing Foreign Oil: A Case for Including Military Operations in the Climate Change Impact of Fuels. *Environment: Science and Policy for Sustainable Development*, v. 52, n. 4, p. 9–22, 29 Jun. 2010. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00139157.2010.493121>>. Acesso em: 12 jul. 2019.
- LIU, Jia et al. Overview on hybrid solar photovoltaic-electrical energy storage technologies for power supply to buildings. *Energy Conversion and Management*, v. 187, n. December 2018, p. 103–121, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.02.080>>.
- LIU, Zhenya. *Innovation in Global Energy Interconnection Technologies*. [S.l: s.n.], 2015.
- LIU, Zhijian et al. *A comprehensive analysis on definitions, development, and policies of nearly zero energy buildings in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l: s.n.], 2019
- LUND, H.; MARSZAL, A.; HEISELBERG, P. Zero energy buildings and mismatch compensation factors. *Energy and Buildings*, 2011.
- LUO, Xing et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, v. 137, p. 511–536, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>>.
- LUTHANDER, Rasmus et al. Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching

- in buildings: A novel way of studying self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy*, v. 250, n. April, p. 748–759, 2019.
- LUTHANDER, Rasmus et al. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, v. 142, p. 80–94, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>>.
- MALUF, Adalberto. *Em defesa da energia solar - Adalberto Maluf fala sobre a revisão da RN482*. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/opiniaio/item/256-adalberto-maluf-em-defesa-da-energia-solar>>. Acesso em: 21 apr. 2020.
- MARSZAL, A. J. et al. Zero Energy Building - A review of definitions and calculation methodologies. *Energy and Buildings*, 2011.
- MAYER, Cristina Fleig. *Importância da geração distribuída para a Defesa Nacional*. 2018. ECEME, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.bdex.eb.mil.br/jspui/bitstream/123456789/2896/1/MO_5897_MAYER.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- MB. *BNRJ realiza simpósio de eficiência energética | Marinha do Brasil*. Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/content/bnrj-realiza-simpósio-de-eficiência-energética>>. Acesso em: 5 mar. 2020.
- MEJIA, Felipe A.; KLEISSL, Jan. Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. *Solar Energy*, v. 95, p. 357–363, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.028>>.
- MINTS, Paula. Solar PV Supply and Demand 2018: Is this a crossroads for the PV Industry? p. 16, 2018. Disponível em: <www.spvmarketresearch.com>.
- MITRA, Joydeep; VALLEM, Mallikarjuna R. Determination of storage required to meet reliability guarantees on island-capable microgrids with intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 4, p. 2360–2367, 2012.
- MOHAMED, Ayman; HASAN, Ala; SIRÉN, Kai. *Fulfillment of net-zero energy building (NZEB) with four metrics in a single family house with different heating alternatives*. *Applied Energy*. [S.l: s.n.], 2014
- MOLINARI, Rodolfo. *Setor solar defende incorporação dos benefícios da geração distribuída na análise regulatória da ANEEL*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/setor-solar-defende-incorporacao-dos-beneficios-da-geracao-distribuida-na-analise-regulatoria-da-aneel.html>>. Acesso em: 12 mar. 2020.
- MULATO, Yuri. *Geração distribuída de energia é tema de audiência pública na Câmara |*. Disponível em: <<https://www.aecweb.com.br/revista/noticias/geracao-distribuida-de-energia-e-tema-de-audiencia-publica-na-camara/19498>>. Acesso em: 12 mar. 2020.
- NATO. *NATO's role in energy security*. Disponível em: <https://www.nato.int/cps/en/natohq/topics_49208.htm>. Acesso em: 19 jul. 2019.
- NATO. *Official text: Chicago Summit Declaration issued by the Heads of State and Government participating in the meeting of the North Atlantic Council in Chicago on 20 May 2012, 20-May.-2012*. Disponível em: <https://www.nato.int/cps/en/natolive/official_texts_87593.htm?mode=pressrelease>. Acesso em: 12 aug. 2019.

- NATO. *Policy on Power Generation for Deployed Force Infrastructure (DFI)*. . [S.l: s.n.], 2014. Disponível em: <http://www.natolibguides.info/ld.php?content_id=23264351>. Acesso em: 12 aug. 2019.
- NATO. *Resolution 407 on New energy ideas for NATO militaries: accountability, reducing demand, securing supply*. . Dubrovnik, Croatia: [s.n.], 2013. Disponível em: <http://www.natolibguides.info/ld.php?content_id=1675684>. Acesso em: 16 aug. 2019.
- NCSU. *Community Solar for the Southeast Municipal Utility Case Study Fayetteville Public Works Commission*. . [S.l: s.n.], 2016.
- NHS. *Produtos*. Disponível em: <<https://www.nhssolar.com.br/produtos/>>. Acesso em: 10 aug. 2021.
- NÓBREGA, Baldoino Sonildo Da et al. Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. *Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB*, v. 1, n. 43, p. 175, 2018.
- NREL. *Best Research-Cell Efficiency Chart | Photovoltaic Research | NREL*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Acesso em: 26 mar. 2020a.
- NREL. *Weather Data - System Advisor Model (SAM)*. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/weather-data>>. Acesso em: 26 may 2020b.
- NYITRAI, Mihály. Quo Vadis Sustainable Military Operations? *AARMS*, v. 16, n. 2, p. 83–96, 2017. Disponível em: <https://folyoiratok.uni-nke.hu/document/uni-nke-hu/AARMS_2017_02_06.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- ODONKOR, Philip et al. Energy optimization in net-zero energy building clusters. 2014, [S.l: s.n.], 2014.
- PARRA, David et al. *An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l: s.n.], 2017
- PEPERMANS, Guido et al. Distributed generation: Definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.
- PEREIRA, Enio Bueno et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2. ed. São José dos Campos: [s.n.], 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 11 sep. 2019.
- PHB. *PHB Solar*. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/home/>>. Acesso em: 10 aug. 2021.
- PIMENTEL, Breno Pontes; BARBOSA, Andrea Teresa Riccio. Estudo de caso: comparação entre metodologia de etiquetagem do RTQ-C e do INI-C, em uma edificação militar. 2019, João Pessoa: [s.n.], 2019. p. 2323–2332.
- PLESS, Shanti; TORCELLINI, Paul. *Net-Zero Energy Buildings: A Classification System Based on Renewable Energy Supply Options*. . [S.l: s.n.], 2010. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- QASEM, Hassan et al. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, v. 22, p. 218–226, 2014.
- RACHID, M.N. Implementação da Eficiência Energética em uma Edificação Militar do Exército

Brasileiro. p. 175, 2018.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. Description and Analysis of Inverters Used in Photovoltaic Systems. *Revista Ciencias Exatas e Naturais*, 2013.

RAMZAN, Malaika et al. Net Zero Energy Buildings and Their Designing Characteristics- A Review. n. leec, 2019. Disponível em: <https://ieec.neduet.edu.pk/2019/Papers_IEEC_2019/IEEC_2019_16.pdf>.

RANAWEERA, Iromi; MIDTGÅRD, Ole Morten; KORPÅS, Magnus. Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with PV systems. *Renewable Energy*, v. 113, p. 1099–1110, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.084>>.

RIBEIRO, Pedro. *Pelotão do Exército na Amazônia terá sistema inédito de armazenamento de energia*. Disponível em: <<https://paranaportal.uol.com.br/opiniaosintonia-fina/pelotao-do-exercito-na-amazonia-tera-sistema-inedito-de-armazenamento-de-energia/>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

RMI. *The Economics of Load Defection*. Rocky Mountain Institute. Boulder, CO: [s.n.], 2015. Disponível em: <www.rmi.org>.

RODRIGUES, Alex. *Aneel e Câmara discutem revisão de normas para produção de energia | Agência Brasil*. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2019-11/aneel-e-camara-discutem-revisao-de-normas-para-producao-de-energia>>. Acesso em: 12 mar. 2020.

RODRIGUES, Marcos André Torrezani. *Estudo Da Inserção De Planta Híbrida Heliotermica-Fotovoltaica Em Diferentes Localidades Do Brasil*. 2017. Universidade de Brasília, 2017.

RODRIGUES, Marcus Vinicius de Paiva. *Avaliação Da Eficiência Energética De Edificações Residenciais Em Fase De Projeto: Análise De Desempenho Térmico Pelo Método Prescritivo E Por Simulação Computacional Aplicados a Estudo De Caso De Projeto-Tipo Do Exército Brasileiro*. 2015. 132 f. UNICAMP, 2015.

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>>.

SAID, Syed A.M. et al. The effect of environmental factors and dust accumulation on photovoltaic modules and dust-accumulation mitigation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, n. September 2017, p. 743–760, 2018. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.042>>.

SALAS, V; SUPONTHANA, W; SALAS, R A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Applied Energy*, v. 157, p. 195–216, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.073>>.

SALOM, Jaume et al. Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data. *Applied Energy*, 2014.

SAM. *Home - System Advisor Model (SAM)*. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em: 1 apr. 2021.

SAMETI, Mohammad; HAGHIGHAT, Fariborz. Integration of distributed energy storage into

- net-zero energy district systems: Optimum design and operation. *Energy*, v. 153, 2018.
- SAMSUNG. *Introduction of Samsung SDI's 94Ah cells*. . [S.l: s.n.]. , 2015
- SAMSUNG. *Samsung SDI 94 Ah Overview*. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <<https://insideevs.com/lets-look-at-the-specs-of-the-samsung-sdi-94-ah-battery/>>. , 2020
- SANTOS, Ísis Portolan Dos; RÜTHER, Ricardo. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. *Energy and Buildings*, v. 50, p. 290–297, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.052>>.
- SARTORI, Igor; NAPOLITANO, Assunta; VOSS, Karsten. Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and Buildings*, v. 0378/7788, p. 13, 2012. Disponível em: <<http://www.task20.m.iea-shc.org/data/sites/1/publications/DA-TP6-Sartori-2012-02.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- SCHIBUOLA, Luigi; SCARPA, Massimiliano; TAMBANI, Chiara. Influence of charge control strategies on electricity import/export in battery-supported photovoltaic systems. *Renewable Energy*, v. 113, p. 312–328, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.089>>.
- SHARMA, Vanika; HAQUE, Mohammed H.; AZIZ, Syed Mahfuzul. Energy cost minimization for net zero energy homes through optimal sizing of battery storage system. *Renewable Energy*, v. 141, p. 278–286, 2019.
- SHUKLA, Akash Kumar; SUDHAKAR, K.; BARENDAR, Prashant. *A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system*. *Energy and Buildings*. [S.l: s.n.]. , 2016
- SMA. *Which inverter is the right one?* Disponível em: <<https://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/which-inverter-is-the-right-one.html>>. Acesso em: 8 jul. 2020.
- SPIERS, David. Batteries in PV Systems. *Practical Handbook of Photovoltaics*. [S.l: s.n.], 2012. .
- STA. *Tipos de Baterias de Li-Ion*. Disponível em: <<http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/tipos-de-baterias-de-li-ion>>. Acesso em: 2 jul. 2020.
- SUNPOWER. *What is IBC solar cell technology?* Disponível em: <<https://us.sunpower.com/solar-resources/what-ibc-solar-cell-technology>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- SVARC, Jason. *1. Inversores Off-Grid / Híbridos Acoplados CA Ou CC*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2015/7/1/hybrid-interactive-and-solar-inverter-combination>>. Acesso em: 20 jun. 2020.
- SVARC, Jason. *Best Solar Battery Systems 2020*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-solar-battery-systems>>. Acesso em: 20 jun. 2020a.
- SVARC, Jason. *Most Efficient Solar Panels 2020*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>>. Acesso em: 18 jun. 2020b.

- SVARC, Jason. *Solar Battery System Types - AC Vs DC Coupled*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/ac-coupling-vs-dc-coupling-solar-battery-storage>>. Acesso em: 20 jun. 2020a.
- SVARC, Jason. *Solar Panel Construction*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>>. Acesso em: 18 jun. 2020b.
- SVARC, Jason. *Solar PV Cell Construction*. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-pv-cell-construction>>. Acesso em: 18 jun. 2020c.
- SVARC, Jason. *Top 10 Solar Panels - Latest Technology 2020*. Disponível em: <[https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2017/9/11/best-solar-panels-top-modules-review?rq=frameless modules](https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2017/9/11/best-solar-panels-top-modules-review?rq=frameless%20modules)>. Acesso em: 18 jun. 2020d.
- TEIXEIRA, André Cruz. *Processo de etiquetagem de projetos de obras militares para eficiência energética e certificação PROCEL utilizando modelagem da informação da construção*. 2018. 1–15 f. Instituto Militar de Engenharia, 2018.
- TENG, Jen Hao et al. Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems interconnected with sizeable PV generation systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 1425–1433, 2013.
- TERVO, Eric et al. An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, n. May, p. 1057–1066, 2018.
- TESVOLT. *Baterias de lítio TS HV 70*. . [S.l: s.n.]. , 2020
- TORCELLINI, Paul et al. *Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition*. NREL. [S.l: s.n.], 2006. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39833.pdf>>.
- TORCELLINI, Paul A.; CRAWLEY, Drury B. Understanding zero-energy buildings. *ASHRAE Journal*, v. 48, n. 9, 2006.
- TUMMINIA, G. et al. Grid interaction and environmental impact of a net zero energy building. *Energy Conversion and Management*, v. 203, n. August 2019, p. 112228, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112228>>.
- UFSC. *UFSC e Nissan testam baterias de modelo elétrico para armazenar energia em postes de luz solar*. Disponível em: <<https://noticias.ufsc.br/2019/09/ufsc-e-nissan-testam-baterias-de-modelo-eletrico-para-armazenar-energia-em-postes-de-luz-solar/>>. Acesso em: 1 apr. 2020.
- UN. *United Nations Agencies, Funds and Programmes Make Progress Towards Climate Neutrality | UN Environment*. Disponível em: <<https://www.unenvironment.org/news-and-stories/press-release/united-nations-agencies-funds-and-programmes-make-progress-towards>>. Acesso em: 30 jul. 2019.
- UNEP. Executive Summary - Greening the Blue Helmets. p. 24, 2012. Disponível em: <https://www.un.org/en/events/environmentconflictday/pdf/UNEP_greening_blue_helmets_ES.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2019.
- UNEP. *Greening the blue helmets | UN Environment*. Disponível em: <<https://www.unenvironment.org/explore-topics/disasters-conflicts/what-we>>

- do/preparedness-and-response/greening-blue-helmets>. Acesso em: 30 jul. 2019.
- UNEP. *Greening the Blue Report 2018*. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <www.greeningtheblue.org>. Acesso em: 31 jul. 2019.
- USA. *Department of Defense Instruction 4170.11*. . [S.l: s.n.], 2018a. Disponível em: <<https://apps.osd.mil/sites/DoDIIC/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 13 jul. 2019.
- USA. *Department of Defense Unified Facilities Criteria (UFC) 1-200-01 DoD Building Code (General Building Requirements)*. . [S.l: s.n.], 2018b. Disponível em: <<http://dod.wbdg.org/>>. Acesso em: 30 aug. 2019.
- USA. *Department of Energy. Comprehensive Annual Energy Data and Sustainability Performance*. Disponível em: <<https://ctsedwebweb.ee.doe.gov/Annual/Report/TotalSiteDeliveredEnergyUseInAllEndUseSectorsByFederalAgencyBillionBtu.aspx>>. Acesso em: 17 jul. 2019a.
- USA. *DoD. Unified Facilities Criteria (UFC) 1-200-02 High Performance and Sustainable Building Requirements*. . [S.l: s.n.], 2018c. Disponível em: <<http://www.wbdg.org/>>. Acesso em: 28 aug. 2019.
- USA. *The White House. Memorandum on the Designation of the Federative Republic of Brazil as a Major Non-NATO Ally*. Disponível em: <<https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/memorandum-designation-federative-republic-brazil-major-non-nato-ally/>>. Acesso em: 27 jan. 2020b.
- USA. *US Army. ASA(IE&E). 2015 Progress Report - Army Net Zero Initiative*. . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: <[https://www.asaie.army.mil/Public/ES/doc/2015 Net Zero Progress Report.pdf](https://www.asaie.army.mil/Public/ES/doc/2015%20Net%20Zero%20Progress%20Report.pdf)>.
- USA. *US Army. ASA(IE&E). Energy and Sustainability Home*. Disponível em: <<https://www.asaie.army.mil/Public/ES/index.html>>. Acesso em: 9 mar. 2019c.
- USA. *US Army Energy and Water Management Program: Programs/Planning: Renewable Energy*. Disponível em: <<https://army-energy.army.mil/programs/renewable.asp>>. Acesso em: 13 jul. 2019d.
- VETTER, M. Overview of Recent Advances in Battery Systems for PV Applications. *Ecobuild Conference*, n. March, 2013.
- VIEIRA, Filomeno M.; MOURA, Pedro S.; DE ALMEIDA, Aníbal T. Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings. *Renewable Energy*, 2017.
- VIGNA, Ilaria et al. *Literature review on energy flexibility definitions and indicators for building clusters*. . Bolzano: [s.n.], 2018.
- VILLALVA, Marcelo Gradella. *Tecnologia PERC - a nova geração de células fotovoltaicas*. Disponível em: <<https://www.heliusenergy.com.br/tecnologia-perc-a-nova-geracao-de-celulas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- VOSS, Karsten; SARTORI, Igor; HALL, Monika. Load Matching and Grid Interaction of Net Zero Energy Buildings. n. June 2014, 2010.
- WHO. *The UN Country Office in Nepal Switches to Solar Power*. Disponível em: <http://origin.searo.who.int/nepal/documents/UNHouse_Solar/en/>. Acesso em: 16 jun.

2020.

WILLIAMS, Joseph et al. Less is more: A review of low energy standards and the urgent need for an international universal zero energy standard. *Journal of Building Engineering*, v. 6, p. 65–74, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jobbe.2016.02.007>>.

ZEB, Kamran et al. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, n. November 2017, p. 1120–1141, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>>.

ZHIVOV, Alexander et al. Energy performance optimization for Army installations. *Building Services Engineering Research and Technology*, v. 34, n. 1, p. 87–101, 2013.

ZHIVOV, Alexander et al. Towards a Net Zero Building Cluster Energy Systems Analysis for a Brigade Combat Team Complex. *ASME 2010 4th International Conference on Energy Sustainability, Volume 2*, p. 1017–1030, 2010. Disponível em: <<http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1607736>>. Acesso em: 11 jul. 2019.

ZHIVOV, Alexander et al. *Towards a Net Zero Building Cluster Energy Systems Analysis for US Army Installations*. [S.l.: s.n.], 2011. Disponível em: <http://www.ep.liu.se/ecp/057/vol12/045/ecp57vol12_045.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2019.

ZHIVOV, Alexander Michael et al. Energy master planning towards net-zero energy communities/campuses. *ASHRAE Transactions*, v. 120, n. PART 1, p. 114–129, 2014.

ZHIVOV, Alexander Michael; CASE, Michael Patrick. Net Zero Energy Master Planning Concept. In: M.E. GOODSITE, S. J. (Eds.). *Green Defense Technology*. [S.l.]: NATO Science for Peace and Security Series C: Environmental Security, 2017a. p. 25–36. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-94-017-7600-4_4>. Acesso em: 8 jul. 2019.

ZHIVOV, Alexander Michael; CASE, Michael Patrick. Toward Net Zero Energy Military Installations. In: M.E. GOODSITE, S. J. (Ed.). *Green Defense Technology*. [S.l.]: NATO Science for Peace and Security Series C: Environmental Security, 2017b. p. 15–23. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-94-017-7600-4_3>. Acesso em: 8 jul. 2019.

ZINAMAN, Owen; BOWEN, Thomas; AZNAR, Alexandra. AN OVERVIEW OF BEHIND-THE-METER SOLAR-PLUS-STORAGE PROGRAM DESIGN : WITH CONSIDERATIONS FOR INDIA. n. June, 2020.

ZOHURI, Bahman. *Hybrid energy systems: Driving reliable renewable sources of energy storage*. [S.l.: s.n.], 2017.

ZOMER, Clarissa Debiazi. *Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações*. 2014. UFSC, 2014.

APÊNDICE A. Superfícies excluídas da integração dos sistemas fotovoltaicos dos quartéis

Neste apêndice são apresentadas as imagens com as superfícies de coberturas excluídas após análise do potencial de integração de sistemas fotovoltaicos. Também são identificadas as edificações que não foram modeladas e, por isso, suas superfícies não foram consideradas na análise da integração por alguma razão. Foram considerados basicamente três critérios para exclusão: área; sombreamento (parcial ou total) e percentual de perda da GHI da superfície em relação à GHI ideal.

A representação das superfícies do Quartel C1 são apresentados na Figura A.1. Apenas 2 edificações não foram modeladas, por estarem distantes das demais e por serem áreas de lazer. A superfície E2-S2 foi excluída pelo sombreamento da caixa d'água. As demais excluídas por sombreamento foram por árvores próximas.

Figura A.1. Identificação das superfícies excluídas do ranking (Quartel C1)



Na Figura A.2 estão representadas as superfícies e edificações do Quartel C2. Apenas cinco edificações não foram modeladas, dentre elas a entrada do quartel e o posto de combustíveis. Nesse quartel, apenas as superfícies com ângulos azimutais nulos ou no quadrante norte não apresentaram perdas acima de 5%, o que se justifica também pelas

baixas inclinações das coberturas de fibrocimento em praticamente todas as edificações. Algumas superfícies foram parcialmente excluídas por conta de sombreamento de árvores próximas (E3-S3, E5-S3, E7-S3 e E8-S3).

Figura A.2. Identificação das superfícies excluídas do ranking (Quartel C2)



No Quartel C3, cujas edificações e superfícies estão apresentadas na Figura A.3, a maior parte das edificações com cobertura não curva possuem quatro águas, cada uma com ângulo azimutal a norte (S1), sul (S2), leste (S3) e oeste (S4). Entretanto, as superfícies com

azimute nulo possuem áreas menores que 100 m² das edificações de 5 a 11 (E5-S1, E6-S1, E7-S1, E8-S1, E9-S1, E10-S1 e E11-S1) e foram excluídas da análise da integração. Onze edificações não foram modeladas em razão de suas coberturas possuírem superfícies com pequenas áreas (menores que 50m²). Nesse quartel, nenhuma superfície foi excluída por sombreamento. As superfícies com azimutes a leste, oeste e sul tiveram perdas superiores a 5%.

Figura A.3. Identificação das superfícies excluídas do ranking (Quartel C3)



APÊNDICE B. Detalhamento dos sistemas fotovoltaicos dos quartéis

Neste apêndice são apresentados os sistemas fotovoltaicos modelados para cada quartel, com o arranjo dos módulos por string e a quantidade de strings nas volumetrias tridimensionais das edificações. A versão gratuita da extensão *Skelion® V5.2.6* foi utilizada para a compatibilidade dos arranjos nas superfícies das edificações modeladas no *SketchUp® Pro 2017 Versão 17.0.18899 64 bit*. Os módulos selecionados na base de dados do *Skelion®* para corresponder aos utilizados nas simulações foram:

- mc-Si: *Pilkington:SFM128Be* (dimensões: 2,10m x 1,08m); e
- CdTe: *Millenium:MIL-PVT-320W-M02* (dimensões: 2,00m x 1,24m).

Os sistemas do Quartel C1 são apresentados na Tabela B.1. No total, foram integrados 440 módulos fotovoltaicos de mc-Si, mas 5 deles foram falsos, o que totalizou 435 módulos simulados (961 m²) e 419 módulos de CdTe, sendo 2 falsos, resultando em 417 simulados (1.032 m²). Percebe-se melhor acomodação dos módulos de CdTe, já que suas taxas de ocupação da área disponível para integração são maiores, com exceção de E4-S1, E3-S1 e E8-S2. A diferença entre potências instaladas é pequena (apenas 5,2 kWcc): 176,3 kWcc de módulos mc-Si contra 181,5 kWcc de módulos CdTe (2,8% maior).

Tabela B.1. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C1 (continua)

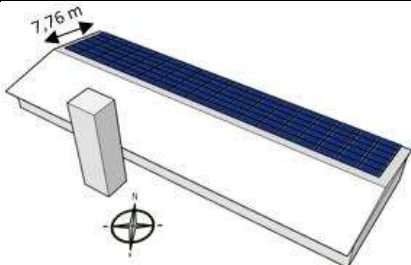
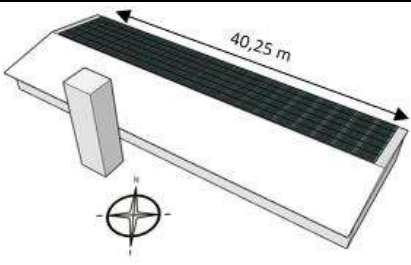
E2-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimute
312 m ²	10°	35°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
Nº de strings	9	38
Módulos/string	12	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	76%	90%

Tabela B.1. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C1 (continuação)

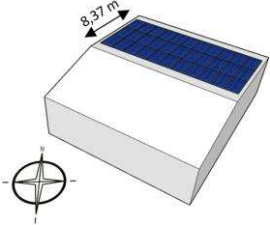
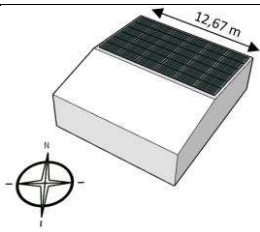
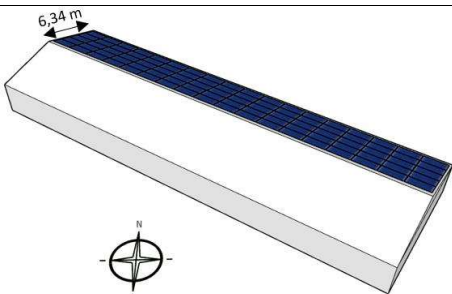
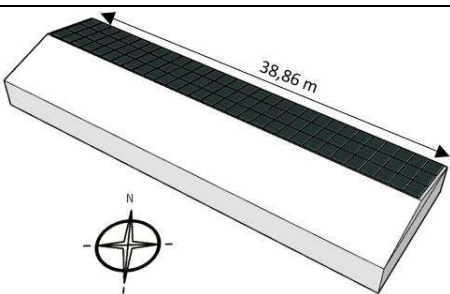
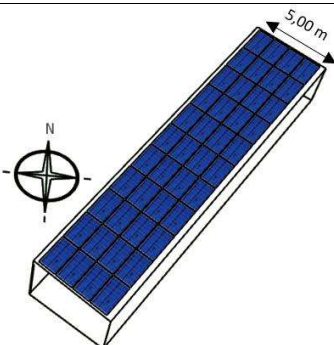
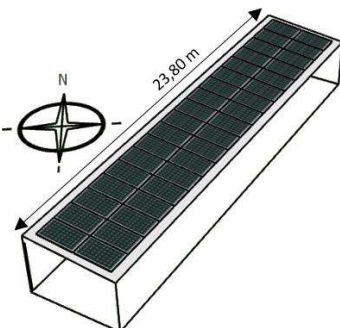
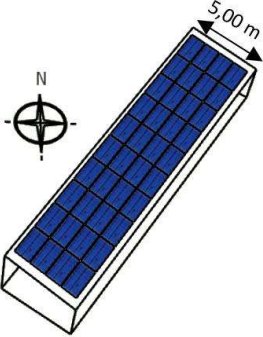
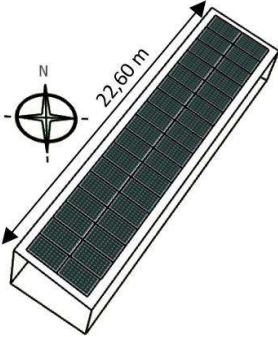
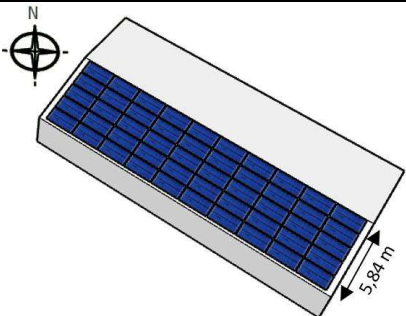
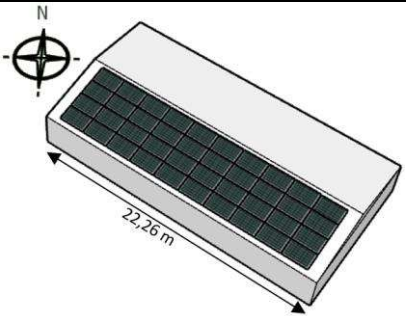
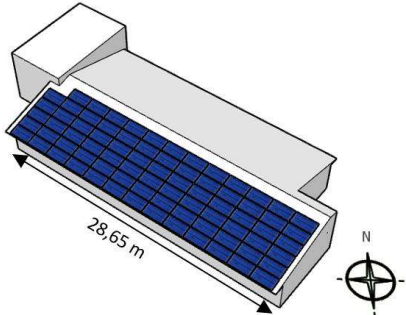
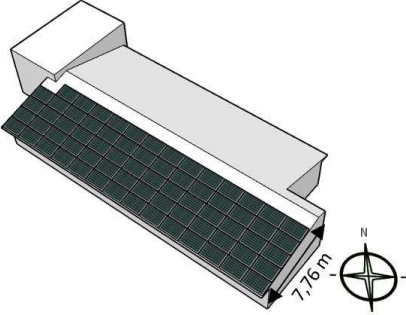
E10-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
106 m ²	10°	35°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	3	12
Módulos/string	11	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	69%	84%
E6-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
246 m ²	15°	35°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	9	30
Módulos/string	10	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	81%	91%
E4-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
120 m ²	6°	125°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	4	12
Módulos/string	11	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	81%	74%

Tabela B.1. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C1 (conclusão)

E3-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimute
115 m ²	10°	125°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	4	11
Módulos/string	10	3
Módulos falsos	0	1
% Área utilizada	77%	71%
E8-S2		
Área superfície	Inclinação	Azimute
130 m ²	10°	215°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	3	13
Módulos/string	16	3
Módulos falsos	0	1
% Área utilizada	82%	74%
E5-S2		
Área superfície	Inclinação	Azimute
220 m ²	15°	215°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	6	23
Módulos/string	12	3
Módulos falsos	5	0
% Área utilizada	72%	78%

Os sistemas do Quartel C1 são apresentados na Tabela B.2. Foram simulados 1.092 módulos de mc-Si (443 kWcc e 2.412 m²) e 984 módulos de CdTe (428 kWcc e 2.435 m²). Além desses módulos simulados, foi possível acomodar 4 módulos falsos para cada tecnologia. A potência instalada de mc-Si é 15 kWcc (3,5%) maior que a de CdTe. A taxa de ocupação das superfícies E3-S3, E5-S3 e E7-S3 não foi alta pois foram áreas dessas superfícies que recebem sombreamento de árvores próximas. O sistema E8-S3 também ocupa apenas 20% da área disponível na superfície pois optou-se modelá-lo menor, já que esse foi o último sistema a ser modelado e a quantidade de módulos para o quartel (obtido pelo cálculo preliminar) foi alcançado com a utilização de apenas uma pequena parte dessa superfície.

Tabela B.2. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C2 (continua)

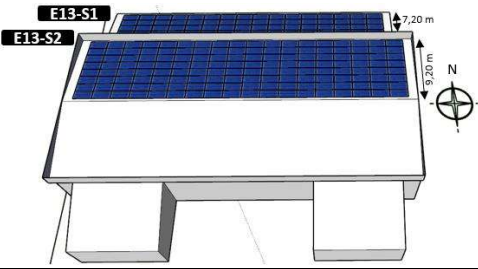
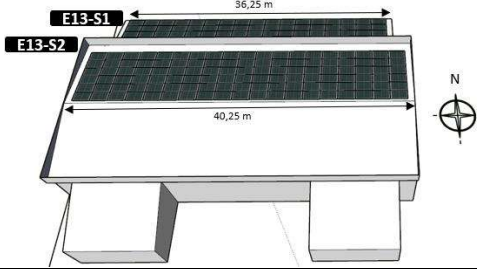
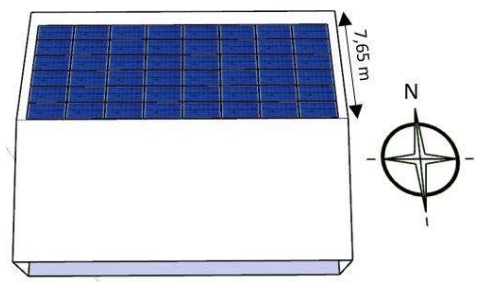
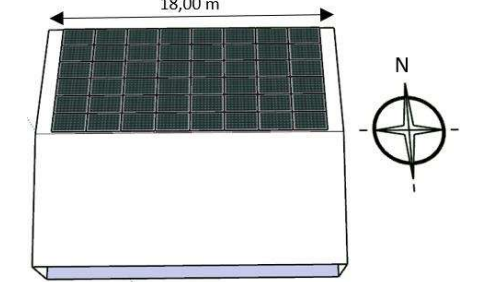
E13-S1 e E13-S2					
Área superfície		Inclinação		Azimute	
E13-S1	E13-S2	E13-S1	E13-S2	E13-S1	E13-S2
270 m ²	375 m ²	15°	8°	0°	0°
Tecnologia	mc-Si			CdTe	
Representação					
	E13-S1	E13-S2	E13-S1	E13-S2	
N° de strings	10	10	28	38	
Módulos/string	8	14	3	3	
Módulos falsos	0	0	1	0	
% Área utilizada	65%	82%	77%	75%	
E25-S1					
Área superfície		Inclinação		Azimute	
138 m ²		11°		0°	
Tecnologia	mc-Si			CdTe	
Representação					
	E25-S1	E25-S1	E25-S1	E25-S1	
N° de strings	3	3	16	16	
Módulos/string	16	16	3	3	
Módulos falsos	0	0	0	0	
% Área utilizada	77%	77%	86%	86%	

Tabela B.2. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C2 (continuação)

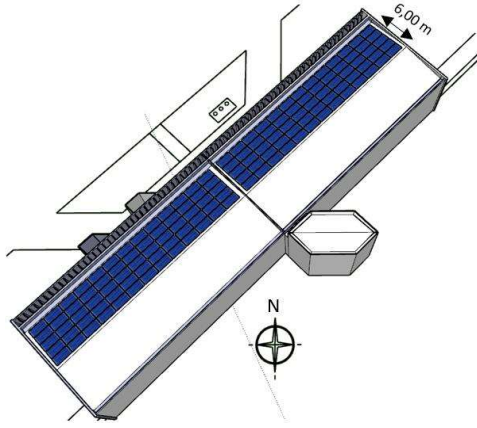
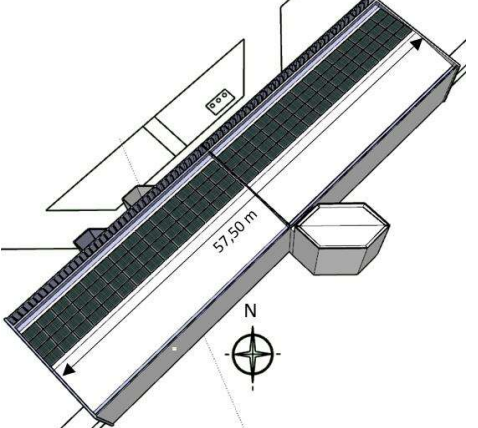
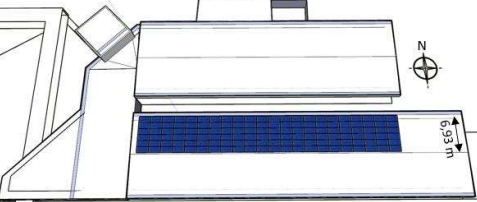
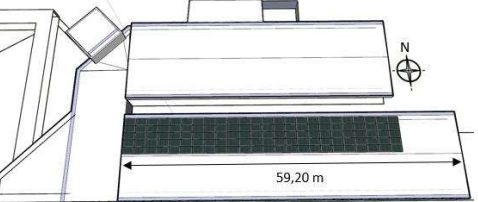
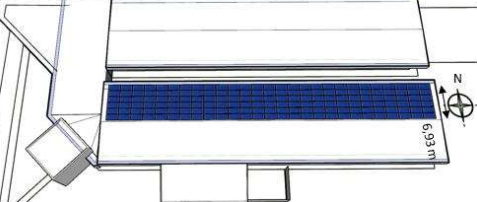
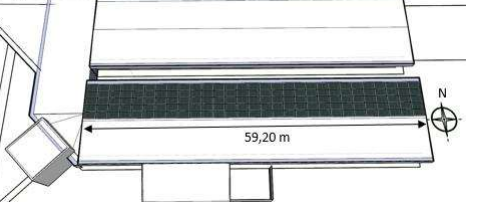
E1-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
346 m ²	7°	315°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	8	36
Módulos/string	16	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	82%	77%
E3-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
410 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	8	40
Módulos/string	16	3
Módulos falsos	2	0
% Área utilizada	69%	72%
E4-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimuth
410 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	10	48
Módulos/string	16	3
Módulos falsos	2	1
% Área utilizada	86%	87%

Tabela B.2. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C2 (continuação)

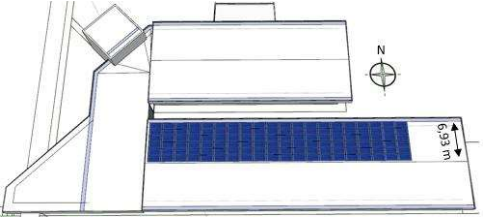
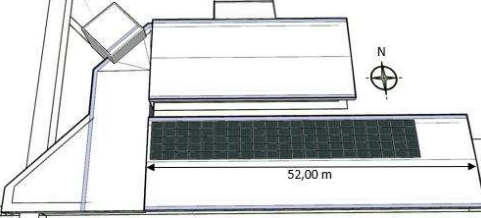
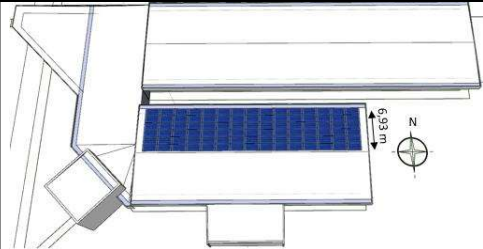
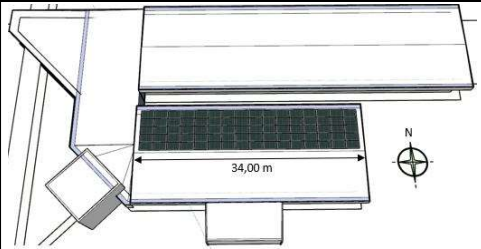
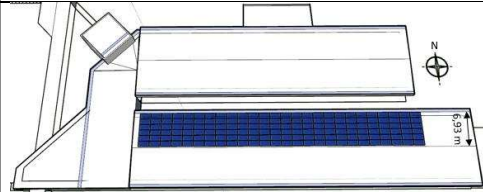
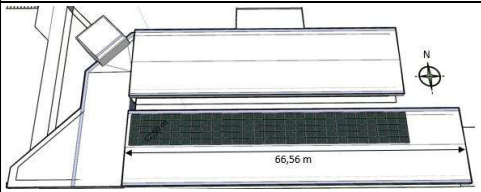
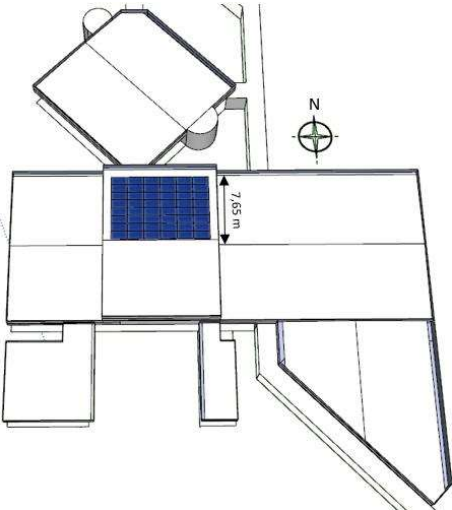
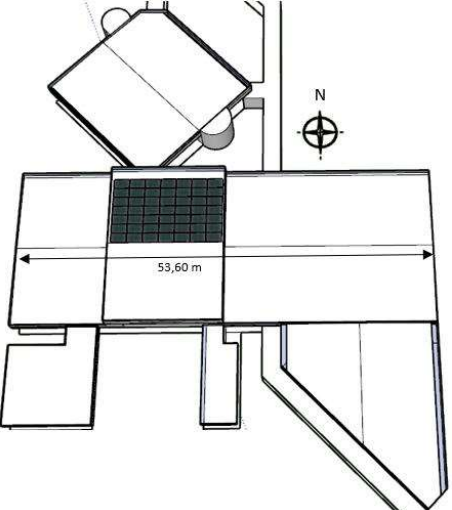
E5-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimute
360 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	8	35
Módulos/string	15	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	74%	72%
E6-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimute
236 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	6	26
Módulos/string	15	3
Módulos falsos	0	2
% Área utilizada	84%	82%
E7-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimute
461 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	10	45
Módulos/string	15	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	72%	72%

Tabela B.2. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C2 (conclusão)

E8-S3		
Área superfície	Inclinação	Azimute
536 m ²	2°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	3	16
Módulos/string	16	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	20%	22%

Na Figura B.3 são apresentados os módulos fotovoltaicos integrados às edificações do Quartel C3. Como já explicitado, muitos dos sistemas fotovoltaicos do Quartel C3 foram modelados idênticos. Isso ocorreu nos sistemas das edificações 18 e 19 porque as áreas disponíveis e o ângulo azimutal são iguais (152 m² e 352°, respectivamente), mudando apenas a inclinação das 4 superfícies utilizadas dessas edificações curvas. Isso levou à quantidade de módulos ser igual, como pode ser visto na Figura B.3, mas os inversores utilizados foram diferentes porque o desempenho variou com a inclinação. Os sistemas E15-S1 e E17-S1, por sua vez, são completamente idênticos. A potência total instalada e a metragem quadrada dos módulos simulados foi de 382 kWcc e 2.081 m² (mc-Si) e de 386 kWcc e 2.193 m² (CdTe). O total de módulos que as superfícies acomodaram foi de 950 para mc-Si (sendo 8 falsos) e 896 para CdTe (sendo 10 falsos). Praticamente não há diferença entre as potências instaladas das duas tecnologias (cerca de 1%).

Tabela B.3. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C3 (continua)

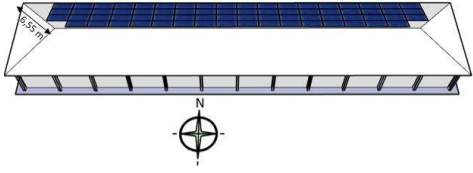
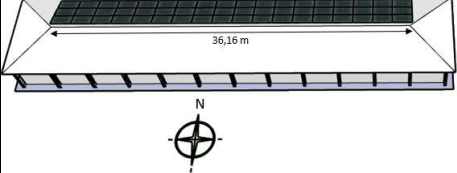
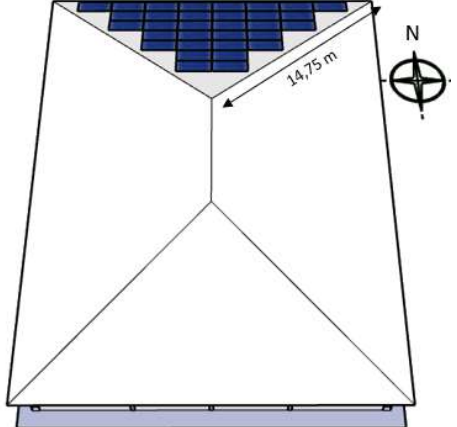
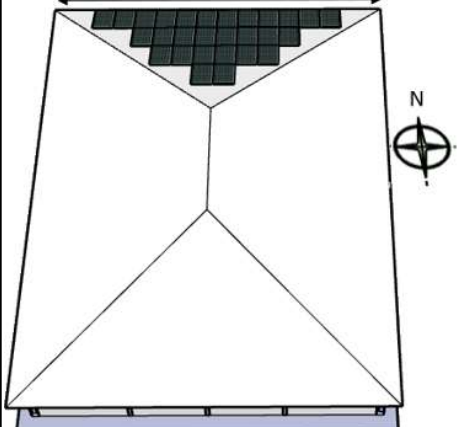
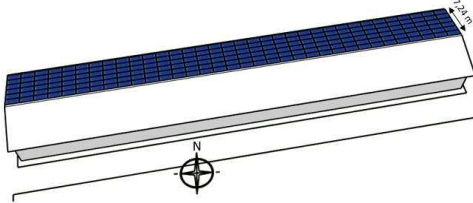
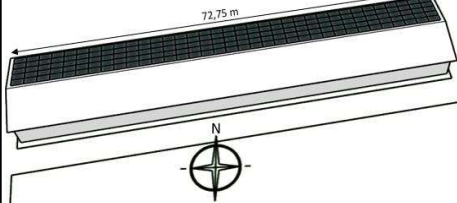
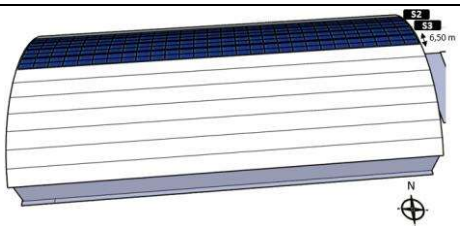
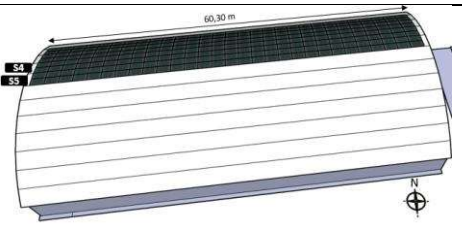
E12-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimute
194 m ²	19°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	5	18
Módulos/string	14	3
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	80%	69%
E4-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimute
109 m ²	16°	0°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	2	14
Módulos/string	16	2
Módulos falsos	0	0
% Área utilizada	65%	64%
E15-S1 = E17-S1		
Área superfície	Inclinação	Azimute
527 m ²	11°	352°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	14	58
Módulos/string	14	3
Módulos falsos	4	1
% Área utilizada	82%	82%

Tabela B.3. Sistemas fotovoltaicos modelados para o Quartel C3 (conclusão)

E18-S2 = E19-S2 E18-S3 = E19-S3 E18-S4 = E19-S4 E18-S5 = E19-S5		
Área superfície	Inclinação	Azimute
152 m ²	E18-S2 = E19-S2: 30° E18-S3 = E19-S3: 24° E18-S4 = E19-S4: 17° E18-S5 = E19-S5: 10°	352°
Tecnologia	mc-Si	CdTe
Representação		
N° de strings	4	19
Módulos/string	14	3
Módulos falsos	0	1
% Área utilizada	81%	93%

APÊNDICE C. Resultados mensais de parcelas de energia compensadas e não compensadas

Este apêndice dedica-se a apresentar o detalhamento da compensação mensal da energia importada da rede da concessionária para cada quartel, das quatro configurações de sistema (mc-Si CA, CdTe CA, mc-Si CC e CdTe CC) nos quatro cenários (Base, Ponta, Noite e Dia) e considerando diferentes valores de Fator de Compensação de Créditos (FRC 1; 0,3 e 0,6). As compensações foram divididas em: compensação no horário solar, compensação no horário noturno fora ponta e compensação no horário ponta. As quantidades de energia não compensadas em cada um desses horários também são apresentadas.

As parcelas de energia compensadas e não compensadas diminuem à medida que maiores sistemas de armazenamento são acoplados, por obviedade, uma vez que menos energia é importada da rede. A diferença mais acentuada pode ser observada entre os cenários Ponta e Noite. As parcelas do Cenário Dia foram as menores.

Como observado nos resultados anuais, os balanços energéticos dos sistemas com armazenamento passam a apresentar vantagens considerando a compensação de energia como parâmetro nos Cenários Noite e Dia dos três quartéis quando o FCC é igual a 0,6 ou 0,3. Os gráficos com as parcelas compensadas e não compensadas são apresentados a seguir: Figura C.1 a Figura C.3 relativos ao Quartel C1; Figura C.4 a Figura C.6 relativos ao Quartel C2; e Figura C.7 a Figura C.9 relativos ao Quartel C3.

Figura C.1. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C1 (FCC = 1)

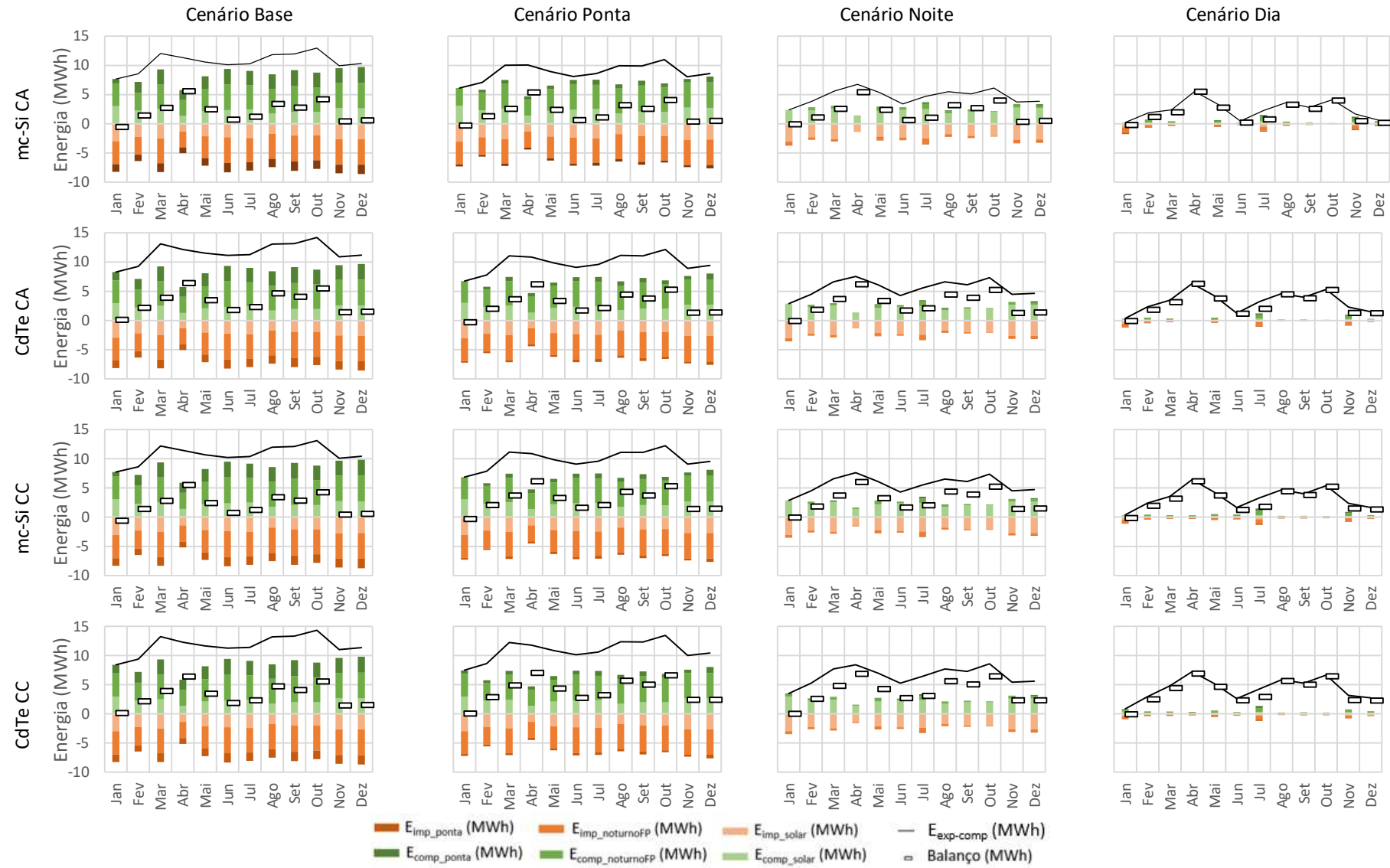


Figura C.2. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C1 (FCC = 0,6)

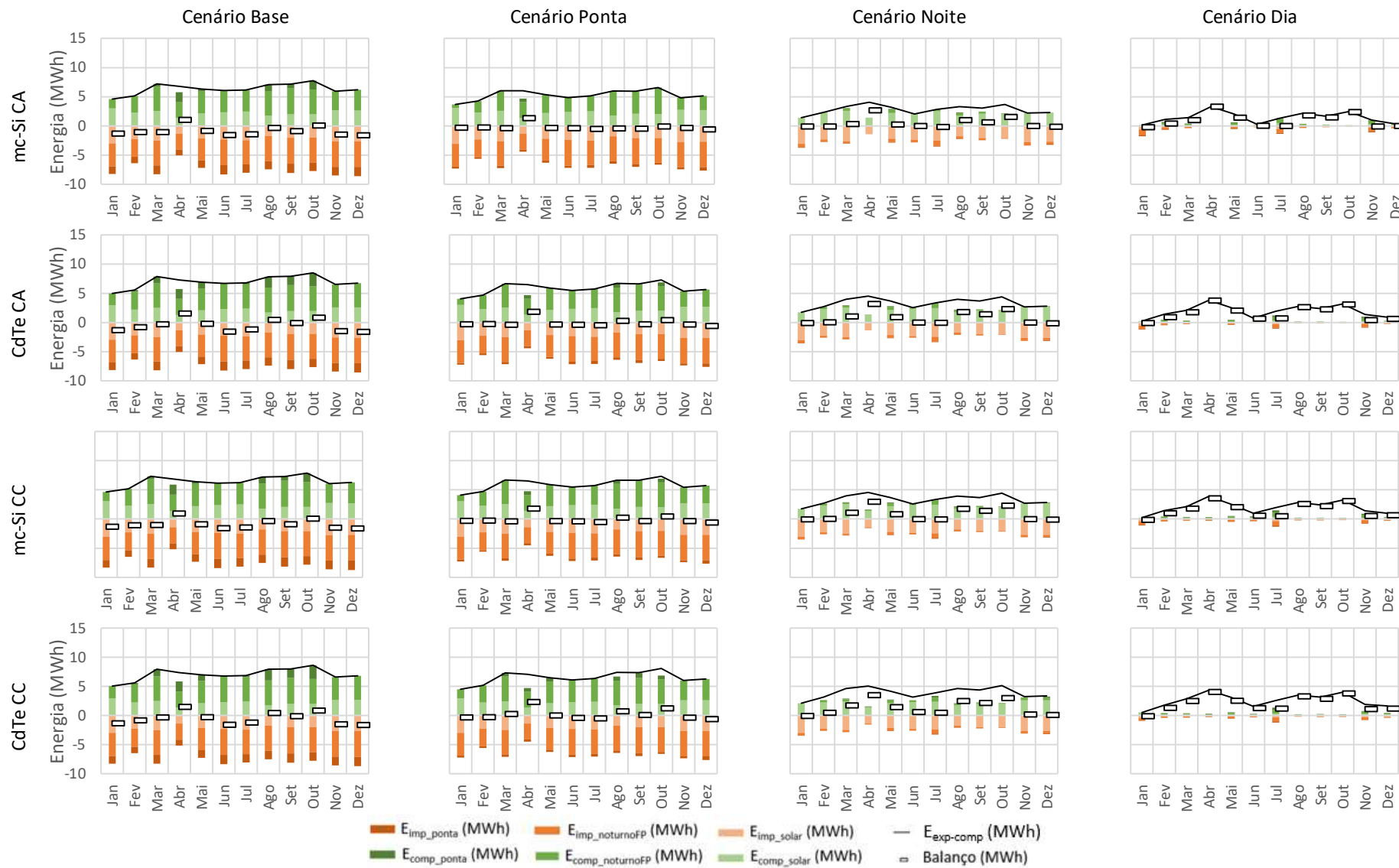


Figura C.3. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C1 (FCC = 0,3)

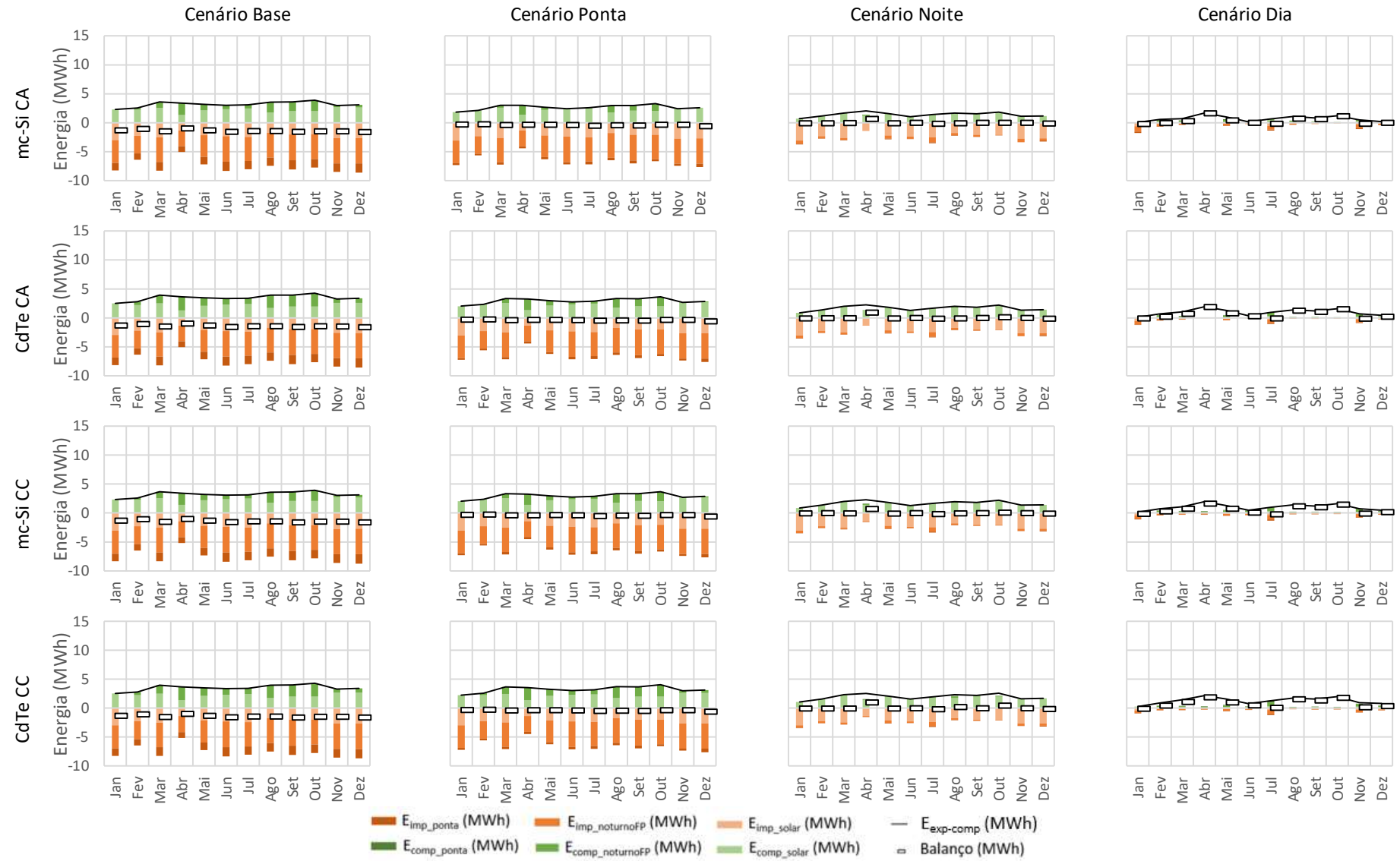


Figura C.4. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C2 (FCC = 1)

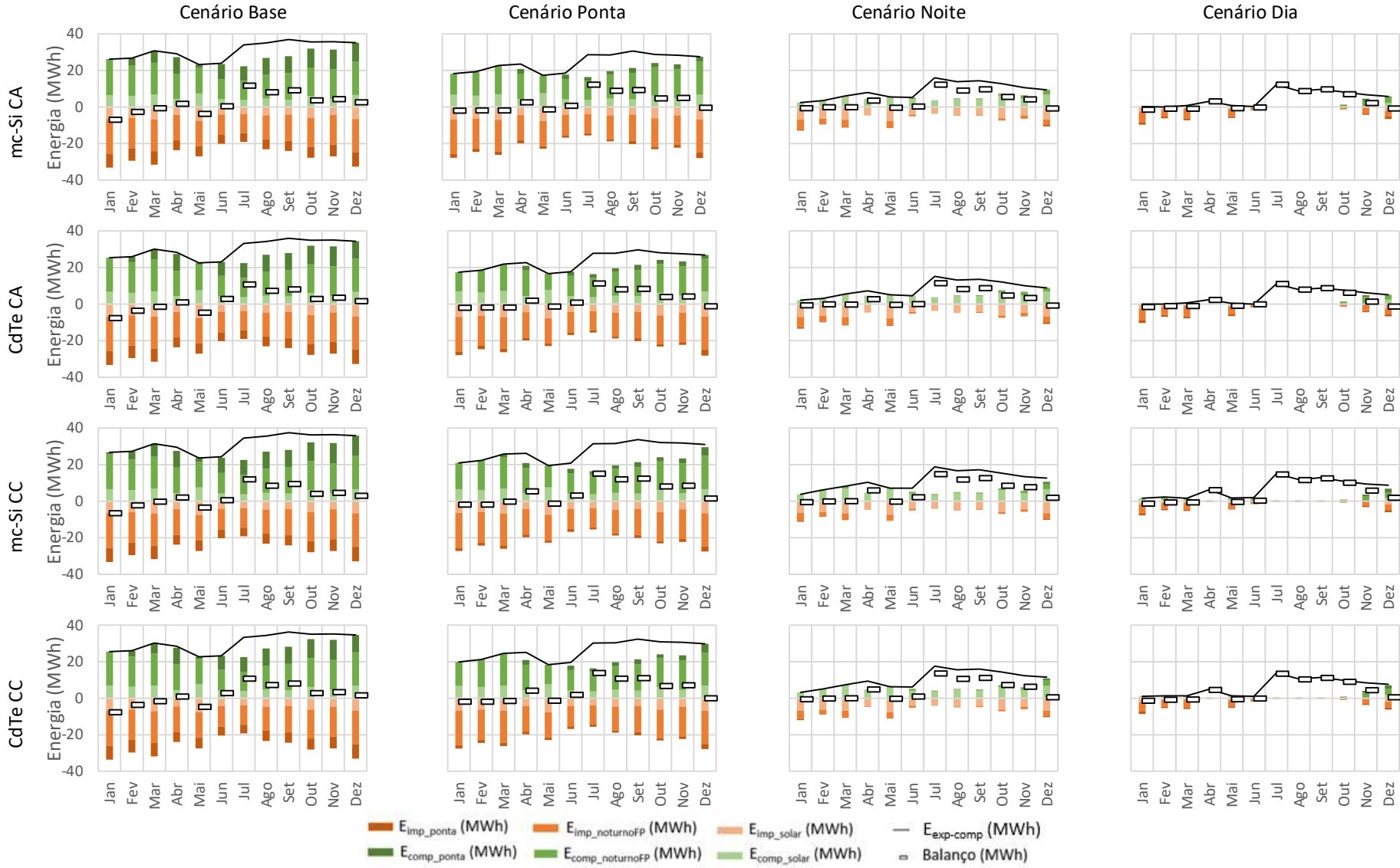


Figura C.5. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C2 (FCC = 0,6)

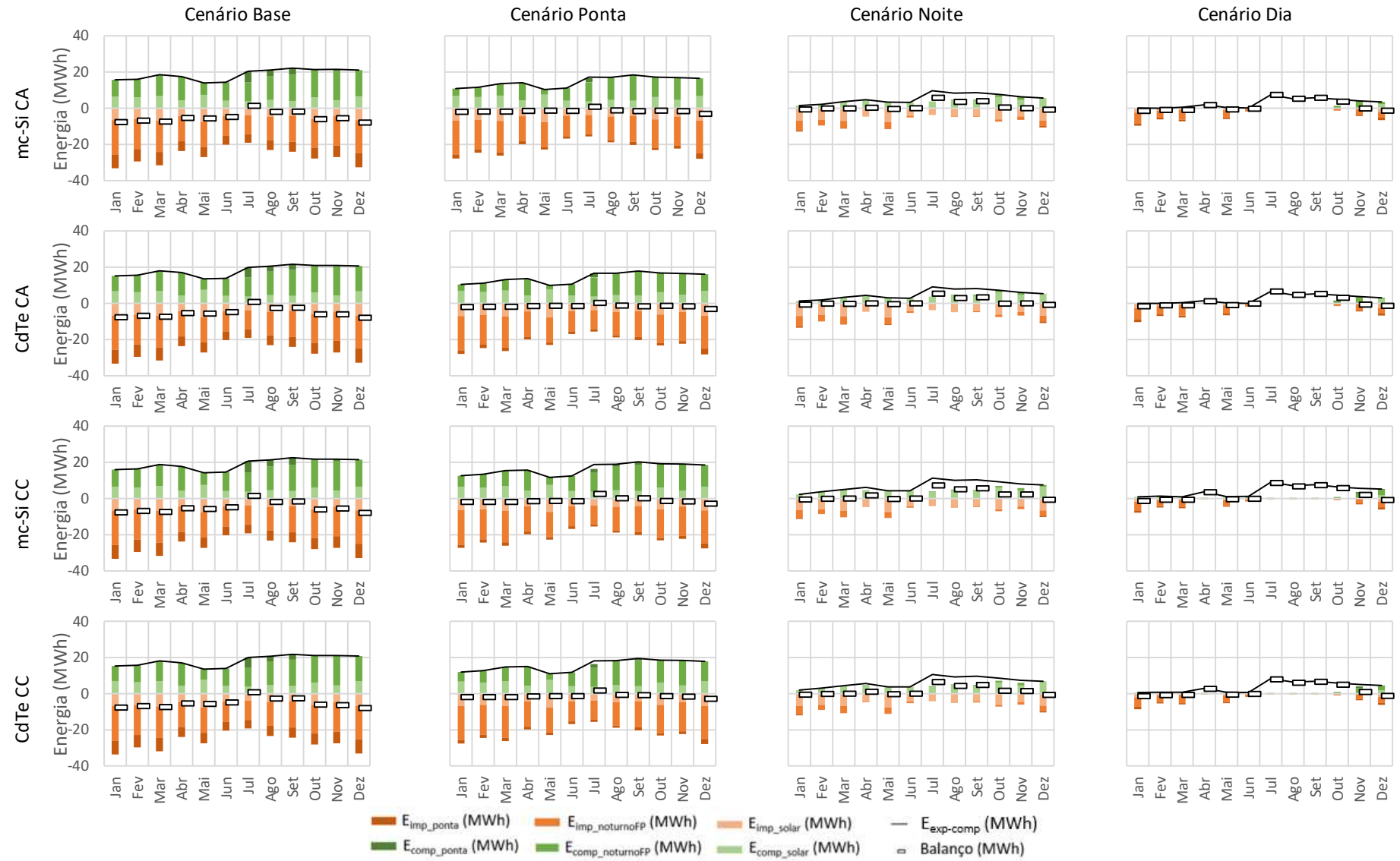


Figura C.6. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C2 (FCC = 0,3)

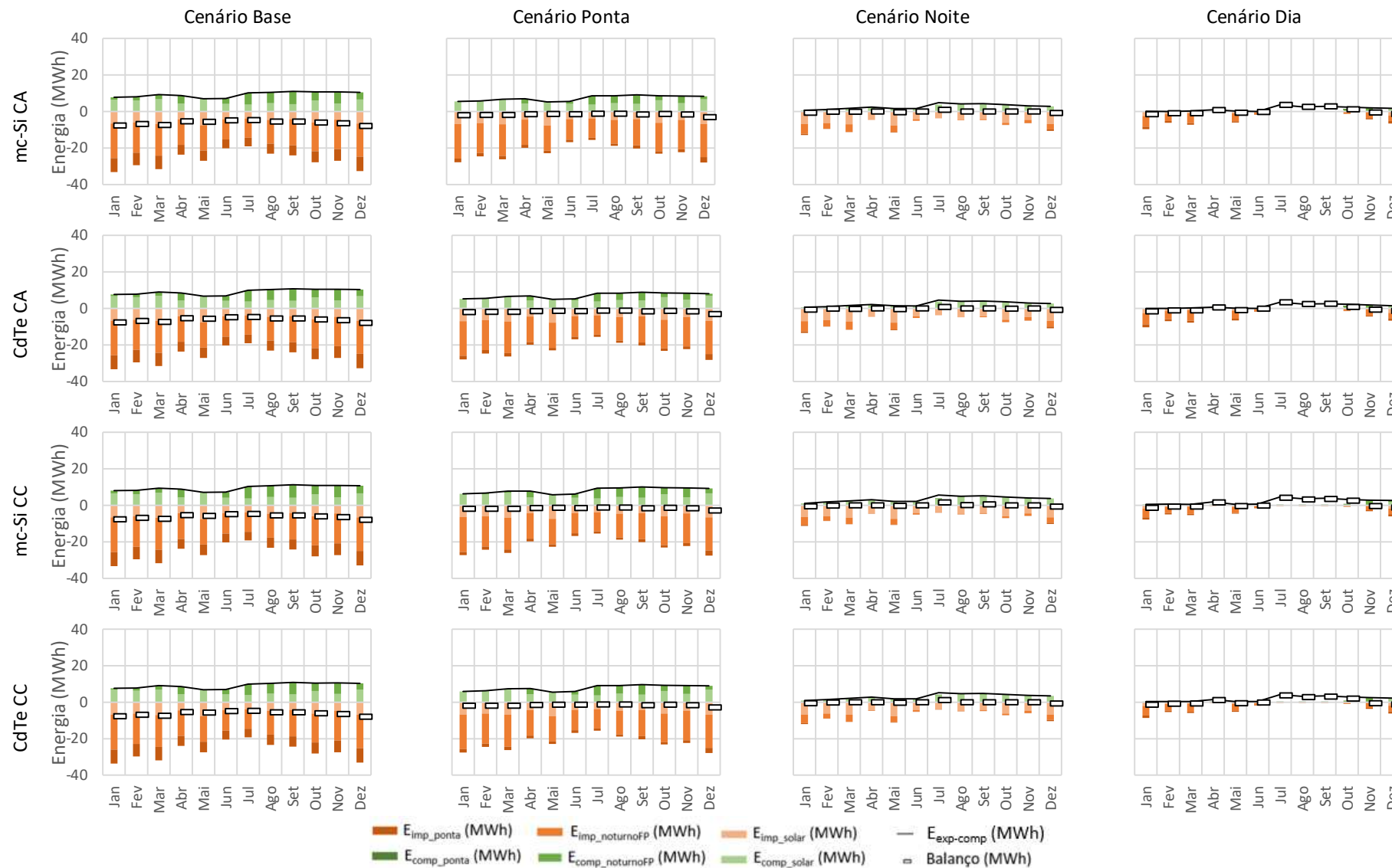


Figura C.7. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C3 (FCC = 1)

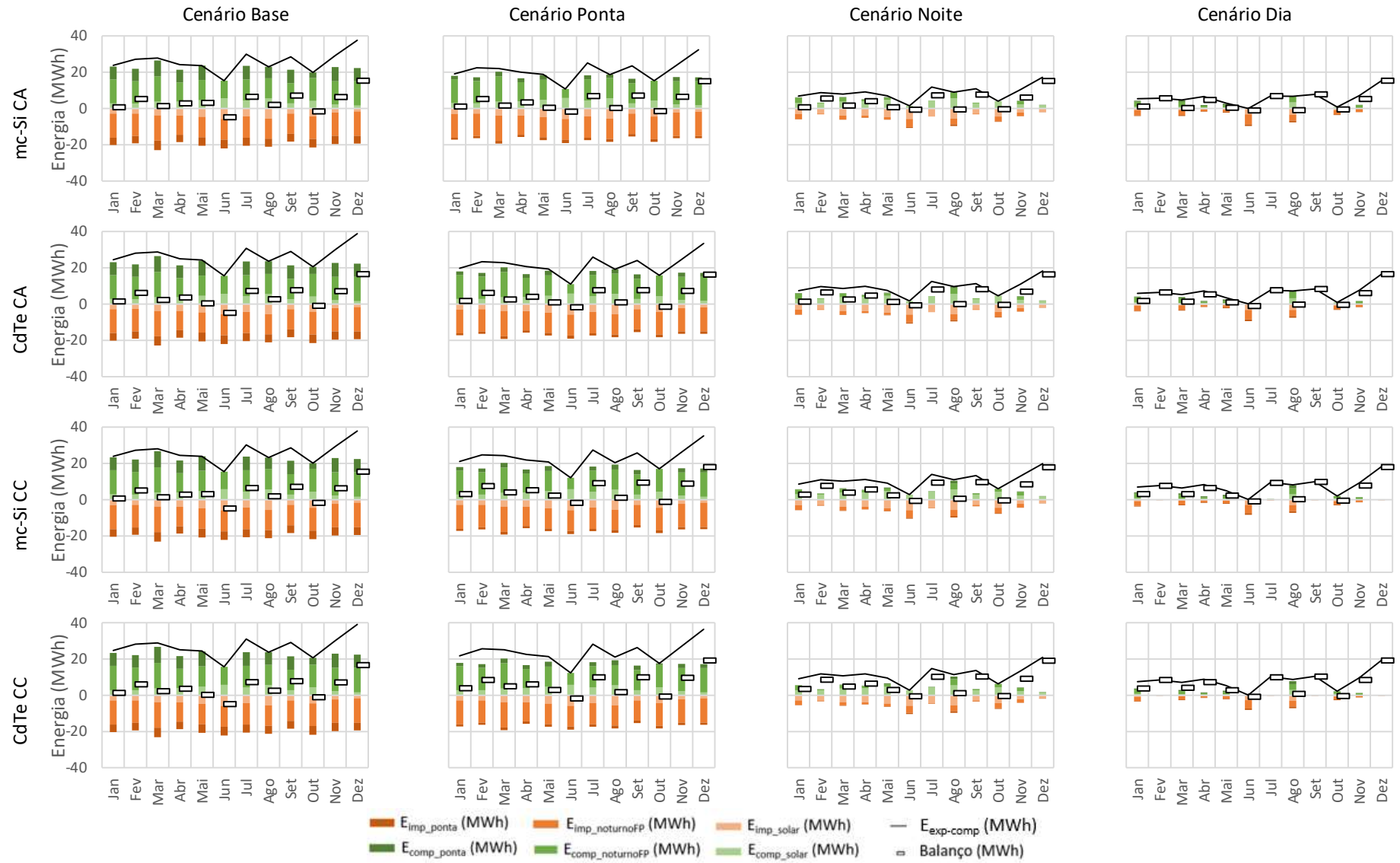


Figura C.8. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C3 (FCC = 0,6)

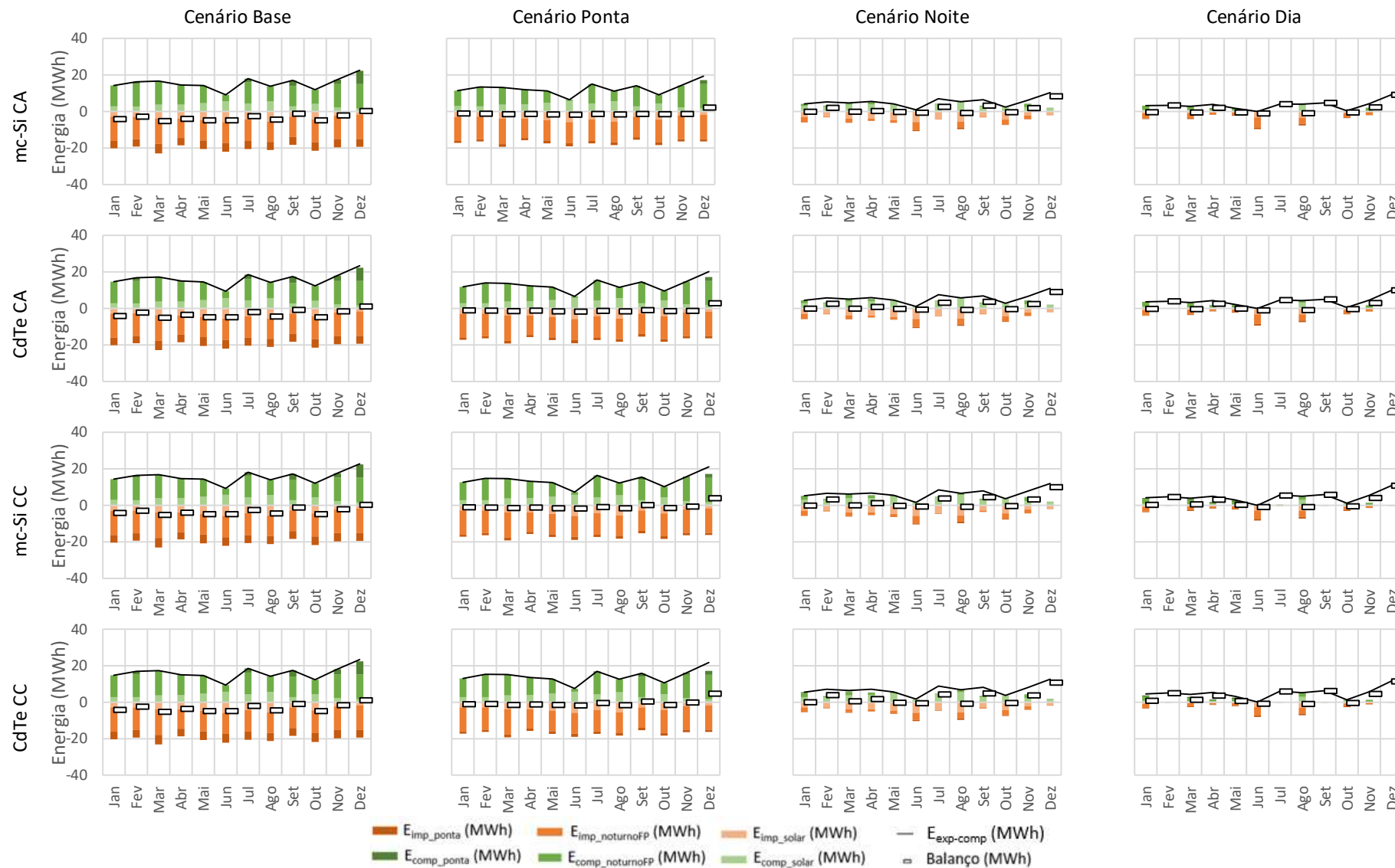
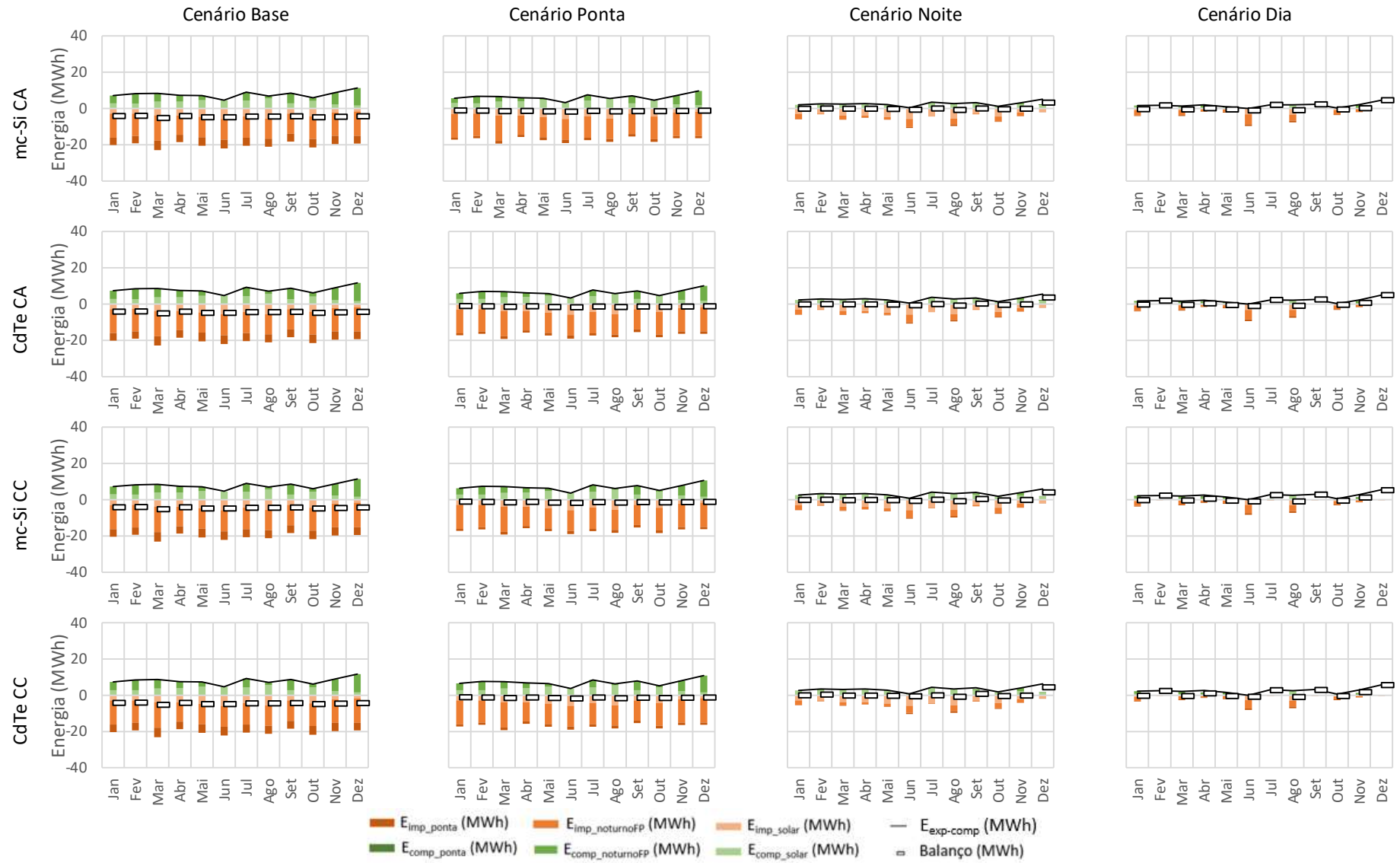


Figura C.9. Componentes dos balanços energéticos mensais do Quartel C3 (FCC = 0,3)



APÊNDICE D. Comparação dos resultados mensais do balanço energético

Este apêndice apresenta a comparação entre os resultados mensais dos balanços energéticos do Quartel C1 (Tabela D.1), do Quartel C2 (Tabela D.2) e do Quartel C3 (Tabela D.3). Quatro formas de cálculo de balanço foram consideradas:

- TS *versus* TC: proposta por Luthander *et al.* (2019), que considera apenas a diferença entre a geração fotovoltaica total dos sistemas e o consumo;
- Sistema de compensação da energia importada com a energia exportada e Fator de Compensação de Créditos igual a 1;
- Sistema de compensação da energia importada com a energia exportada e Fator de Compensação de Créditos igual a 0,6; e
- Sistema de compensação da energia importada com a energia exportada e Fator de Compensação de Créditos igual a 0,3.

Percebe-se que os sistemas de armazenamento têm um impacto grande quando para o cálculo do balanço se consideram as importações e exportações de energia. Especialmente quando há perdas na energia exportada compensável, o acoplamento dos sistemas é necessário para que o balanço energético seja positivo no mês e o quartel possa ser classificado como Instalação Militar de Energia Zero.

Mês		TS versus TC				FCC=1				FCC=0,6				FCC=0,3			
		Base	Ponta	Noite	Dia	Base	Ponta	Noite	Dia	Base	Ponta	Noite	Dia	Base	Ponta	Noite	Dia
mc-Si CA	Jan																
	Fev																
	Mar																
	Abr																
	Mai																
	Jun																
	Jul																
	Ago																
	Set																
	Out																
	Nov																
	Dez																
CdTe CA	Jan																
	Fev																
	Mar																
	Abr																
	Mai																
	Jun																
	Jul																
	Ago																
	Set																
	Out																
	Nov																
	Dez																
mc-Si CC	Jan																
	Fev																
	Mar																
	Abr																
	Mai																
	Jun																
	Jul																
	Ago																
	Set																
	Out																
	Nov																
	Dez																
CdTe CC	Jan																
	Fev																
	Mar																
	Abr																
	Mai																
	Jun																
	Jul																
	Ago																
	Set																
	Out																
	Nov																
	Dez																

[illegible]

APÊNDICE E. Impacto do acoplamento das baterias no desempenho dos sistemas fotovoltaicos

O acoplamento de sistemas de armazenamento por meio de inversores híbridos nos sistemas fotovoltaicos ocasiona perdas ao desempenho dos sistemas fotovoltaicos, reduzindo seu desempenho em comparação aos sistemas fotovoltaicos que não possuem armazenamento. Neste estudo, o desempenho dos sistemas fotovoltaicos com inversores híbridos dos três quartéis, conforme apresentado em 4.5.2, foi considerado como sendo o desempenho dos sistemas fotovoltaicos no Cenário Base (sem armazenamento). Este apêndice apresenta as perdas associadas à utilização de sistemas de armazenamento acoplados a esses sistemas no *yield* e no PR ($\Delta Yield$ e ΔPR , respectivamente), que variam de acordo com os três cenários estabelecidos no método: Cenário Ponta, Cenário Noite e Cenário Dia, conforme equações abaixo:

$$\Delta Yield = \frac{Yield_{Sistema-iCenário\ Ponta/Noite/Dia} - Yield_{Sistema-iCenário\ Base}}{Yield_{Sistema-iCenário\ Base}}$$

$$\Delta PR = \frac{PR_{Sistema-iCenário\ Ponta/Noite/Dia} - PR_{Sistema-iCenário\ Base}}{PR_{Sistema-iCenário\ Base}}$$

No qual:

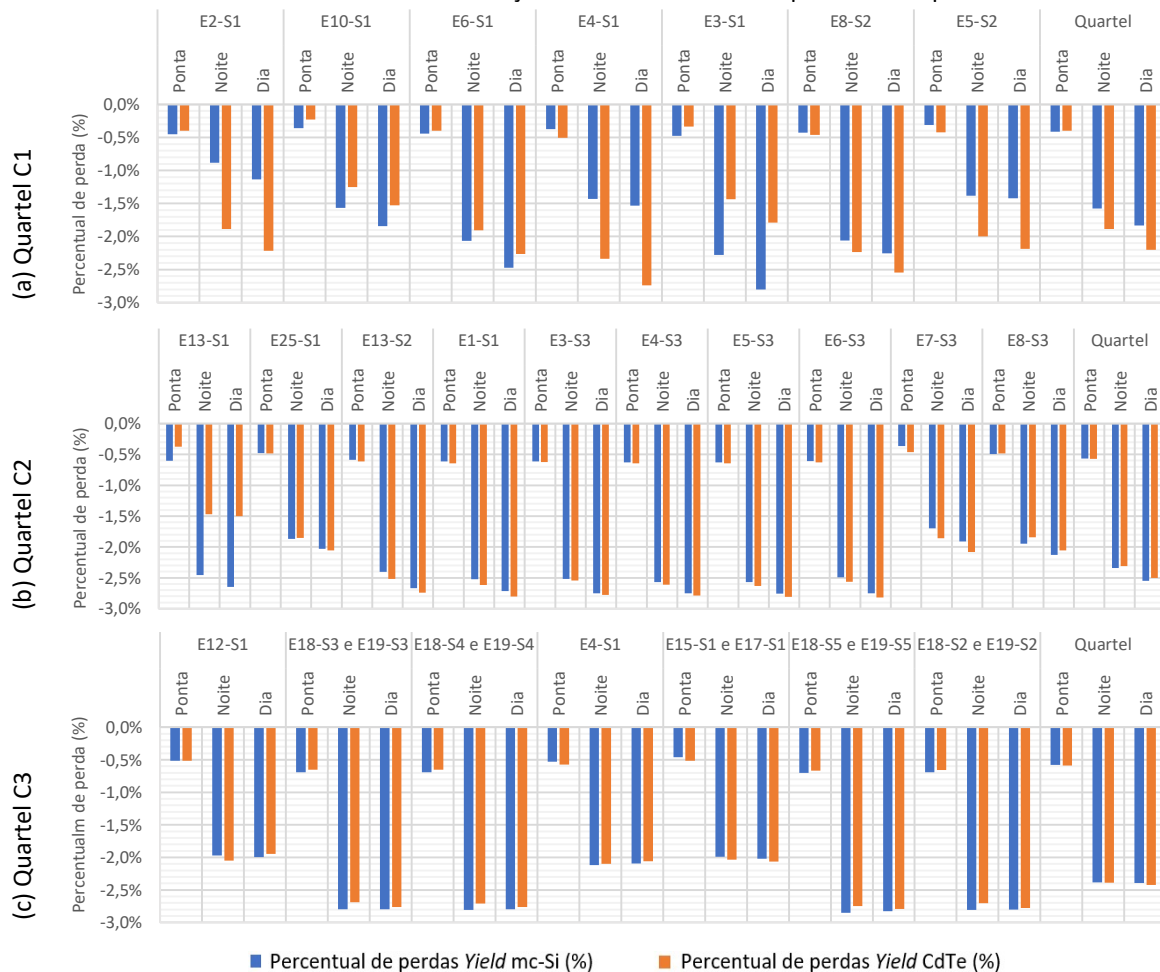
- $Yield_{Sistema-iCenário\ Ponta/Noite/Dia}$ é a produtividade do sistema i no cenário com armazenamento (Ponta, Noite ou Dia);
- $Yield_{Sistema-iCenário\ Base}$ é a produtividade do sistema i no Cenário Base;
- $PR_{Sistema-iCenário\ Ponta/Noite/Dia}$ é o Performance Ratio do sistema i no cenário com armazenamento (Ponta, Noite ou Dia); e
- $PR_{Sistema-iCenário\ Base}$ é o Performance Ratio do sistema i no Cenário Base.

O impacto do acréscimo das baterias de íons de Lítio variou de acordo com a capacidade de armazenamento e das programações de despacho. As perdas no *yield* (Figura E.1) do Cenário Ponta em relação ao Cenário Base variaram no Quartel C1 de -0,23% (E10-S1 CdTe) a -0,50% (E4-S1 CdTe). No Quartel C2, a variação foi de -0,37% (E7-S3 mc-Si) a -1,87% (E25-S1 mc-Si) e no Quartel C3 foi de -0,46% (E15-S1/E17-S1 mc-Si) a -0,70% (E18-S5/E19-S5 mc-Si). As perdas do Cenário Ponta em relação ao Cenário Base não foram tão expressivas, uma vez que a programação do despacho de energia para a carga é apenas durante as três horas de ponta, a demanda de energia nesse horário nesses quartéis é pequena e a geração

fotovoltaica é nula. Os resultados do Quartel C1, entretanto, diferem dos outros quartéis porque o horário de ponta é das 20h às 22:59h quando, no contexto de organizações militares, a maior parte das atividades já cessaram, enquanto entre 18h e 20h (horário de ponta dos Quartéis C1 e C2) ainda há atividades relativas a serviço e alimentação da tropa.

Observa-se na Figura E.1 que os *yields* do sistemas do Cenário Noite foram de -0,88% (E2-S1 mc-Si) a -2,28% (E3-S1 mc-Si) inferiores aos *yields* do Cenário Base para o Quartel C1, enquanto para o Quartel C2 os percentuais de perda variaram de -1,47% (E13-S1 CdTe) a -2,63% (E5-S3 CdTe) e no Quartel C3 de -1,97% (E13-S1 CdTe) a -2,85% (E18-S5/E19-S5 mc-Si). Observa-se no Cenário Noite maior influência da programação de despacho, uma vez que diferente do Cenário Ponta, os sistemas de armazenamento podem despachar energia para atender a carga durante toda a noite. Dessa forma, maior quantidade de energia é armazenada durante o período solar e despachada à noite.

Figura E.1. Perdas percentuais dos Yields por sistema fotovoltaico acoplado em CC em relação aos Cenários com armazenamento e a condição sem armazenamento para os três quartéis



As perdas nos valores dos *yields* do Cenário Dia foram um pouco maiores, mas os intervalos dos valores foram praticamente os mesmos que os resultantes do Cenário Noite (Figura E.1): no Quartel C1, de -1,14% (E2-S1 mc-Si) a -2,8% (E3-S1 mc-Si), no Quartel C2 de -1,50% (E13-S1 CdTe) a -2,82% (E6-S3 CdTe) e no Quartel C3 de -1,95% (E12-S1 CdTe) a -2,83% (E18-S5/E19-S5 CdTe). Os valores foram próximos por conta do baixo despacho de energia dos sistemas de armazenamento durante o período solar apesar do despacho ser permitido nesse horário no Cenário Dia, pois há coincidência nos perfis de geração e consumo no horário solar. A pequena diferença que ocorre está relacionada com o acionamento dos sistemas de armazenamento nas horas iniciais e finais do período solar, quando a geração fotovoltaica é insuficiente de suprir a carga. No Cenário Noite, os sistemas de armazenamento não podem ser acionados nesses horários, diferente do que ocorre no Cenário Dia. As menores diferenças entre as perdas do Cenário Noite e Cenário Dia ocorreram nos sistemas do Quartel C3, com perdas no *yield* ponderado do quartel próximas a -2,40% para os dois cenários em ambas as tecnologias de células fotovoltaicas. As maiores perdas no Cenário Dia ocorreram no Quartel C2 (-2,50% CdTe e -2,55% mc-Si).

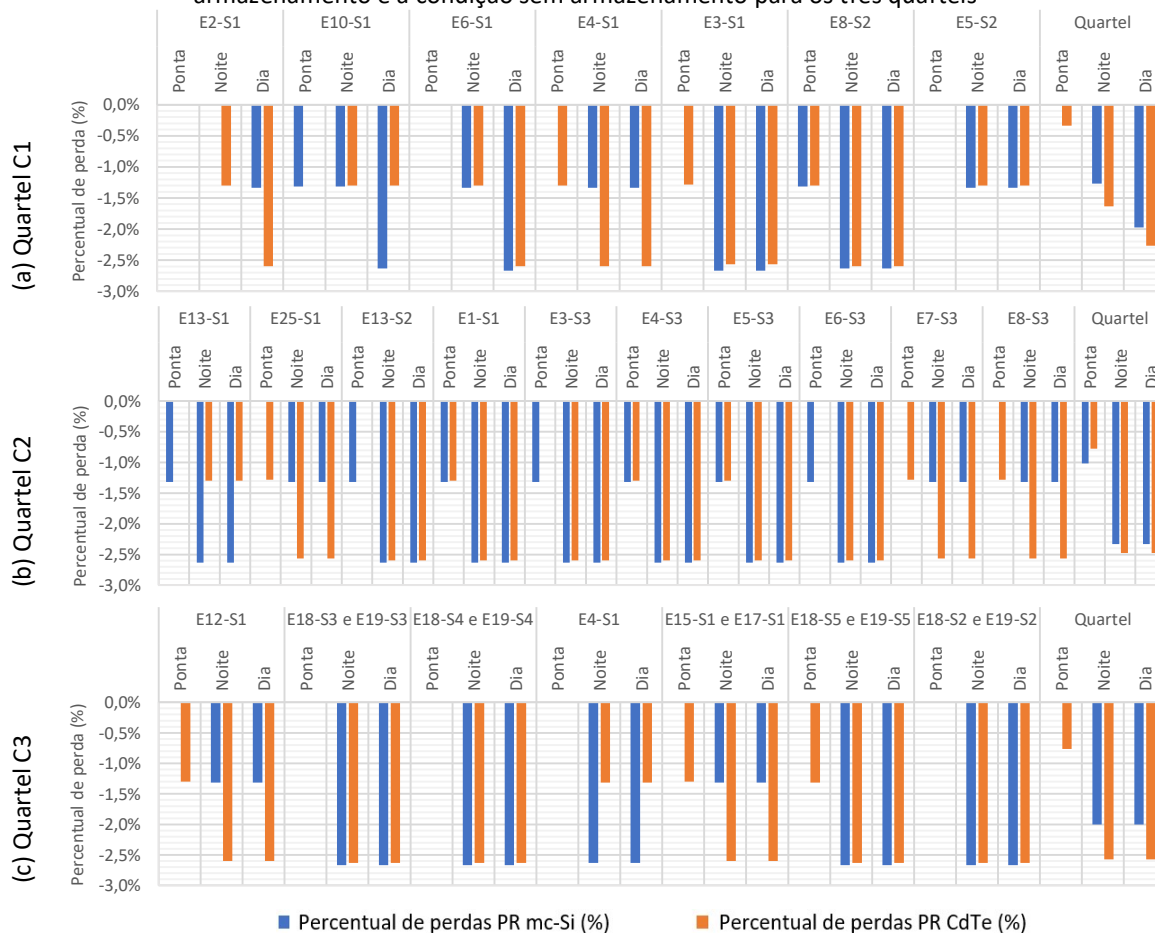
Os sistemas com CdTe do Quartel C1 apresentaram perdas ponderadas maiores que os sistemas com mc-Si (-2,20% contra -1,83% no Cenário Dia e -1,89% contra -1,58% no Cenário Noite). No Cenário Ponta foram praticamente iguais a -0,4%. Nesse quartel, as tecnologias de células fotovoltaicas resultaram em perdas com consideráveis diferenças em alguns sistemas. Por exemplo, as perdas com CdTe dos sistemas E2-S1, E4-S1 e E5-S2 foram bem maiores que as resultantes dos sistemas com mc-Si, ocorrendo o oposto nos sistemas E10-S1, E6-S1 e E3-S1. Nos outros dois quartéis, não se observa diferença considerável entre tecnologias de células fotovoltaicas, com exceção do sistema E13-S1 do Quartel C2 (mc-Si com mais perdas percentuais que o CdTe).

A programação de despacho dos sistemas de armazenamento aumenta as perdas do sistema fotovoltaico e reduz seu PR (Figura E.2). Em alguns casos, não há mudança de PR entre os sistemas sem armazenamento e com o armazenamento apenas programado para o horário de Ponta. Nota-se que o PR de alguns sistemas com armazenamento do Cenário Noite é igual ao do Cenário Dia. As perdas ponderadas em geral resultaram em valores menores de PR para o Cenário Dia em comparação ao Cenário Noite e deste em comparação com o Ponta.

Como em todos os sistemas foram utilizados bancos de baterias do mesmo fabricante e com eficiências de conversão muito próximas, pode-se afirmar que o desempenho dos

sistemas fotovoltaicos com inversores híbridos varia mais de acordo com a programação escolhida para o despacho do sistema do que com a capacidade do sistema em si. Caso contrário, as perdas dos sistemas no Cenário Dia seriam muito superiores às perdas do Cenário Noite, já que as capacidades de armazenamento totais são bem maiores. O que influencia o desempenho é a quantidade de energia despachada dos sistemas de armazenamento para atender a carga – quanto maior despacho, maiores perdas.

Figura E.2. Perdas percentuais dos PR por sistema fotovoltaico acoplado em CC em relação aos Cenários com armazenamento e a condição sem armazenamento para os três quartéis



APÊNDICE F. Comparação das perdas relativas ao sistema de armazenamento

Para avaliar as perdas de energia na conversão CC-CA-CC (sistemas fotovoltaicos, inversores e sistemas de armazenamento), foram calculados os percentuais de perdas considerando os totais anuais de PV_{bat} e B_{carga} em MWh, conforme a equação:

$$P(\%) = \frac{(B_{carga} - PV_{bat})}{PV_{bat}}$$

Os valores de PV_{bat} e B_{carga} utilizados constam nos gráficos de Sankey para cada quartel (Figura 113, Figura 116 e Figura 119). Os resultados para todos os sistemas dos quartéis em seus respectivos cenários de armazenamento são apresentados na Tabela F.1. Percebe-se que os sistemas em CC resultaram em maiores perdas que os sistemas em CA em todos os cenários dos três quartéis. As perdas percentuais dos sistemas do Quartel C1 foram as maiores, superando 10% no Cenário Ponta para os sistemas em CC e no Cenário Noite (CdTe CC). As menores perdas foram as dos sistemas em CA do Quartel C2 (mínima perda no sistema mc-Si CA com -5,4% no Cenário Dia e máxima de -8,9% nos Cenários Ponta e Noite do sistema mc-Si CC). As perdas dos sistemas do Quartel C3 foram intermediárias: mínimas de -5,9% no Cenário Dia dos sistemas em CA e máximas de -9,7% no Cenário Ponta dos sistemas em CC. As perdas diminuíram com o aumento da capacidade e do período de despacho dos sistemas de armazenamento (menores nos Cenários Dia e maiores no Cenário Ponta para cada quartel).

Tabela F.1. Comparação das perdas percentuais (P) entre B_{carga} (MWh) e PV_{bat} (MWh) anuais nos sistemas dos três quartéis de acordo com os cenários

	Quartel C1			Quartel C2			Quartel C3		
	Ponta	Noite	Dia	Ponta	Noite	Dia	Ponta	Noite	Dia
mc-Si CA	-6,8%	-6,2%	-5,6%	-6,3%	-5,9%	-5,4%	-8,4%	-6,4%	-5,9%
CdTe CA	-6,8%	-6,2%	-5,4%	-6,3%	-5,9%	-5,5%	-8,3%	-6,4%	-5,9%
mc-Si CC	-10,2%	-9,3%	-8,7%	-8,9%	-8,9%	-8,7%	-9,7%	-8,9%	-8,5%
CdTe CC	-10,7%	-10,1%	-9,5%	-8,7%	-8,7%	-8,5%	-9,7%	-8,8%	-8,6%

Com os resultados da Tabela F.1, percebe-se que os sistemas com inversores descentralizados com híbridos resultaram em perdas maiores que os sistemas centralizados com inversores bidirecionais. Além disso, as perdas dos sistemas estão relacionadas à capacidade de armazenamento relativa dos sistemas, pois os resultados foram proporcionais aos obtidos na Tabela 35. Quando maior a capacidade relativa e maior os períodos de despacho configurados, menores as perdas.

ANEXO A. Datasheets dos módulos fotovoltaicos utilizados







HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE
395 W ~ 420 W
CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P

MORE POWER

- 24 % higher power than conventional modules
- Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
- Low NMOT: $42 \pm 3^\circ\text{C}$
Low temperature coefficient (Pmax): $-0.37\% / ^\circ\text{C}$
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC tested (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 UNF 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-it-away

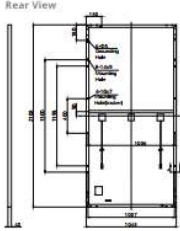
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

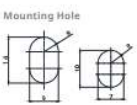
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 38 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

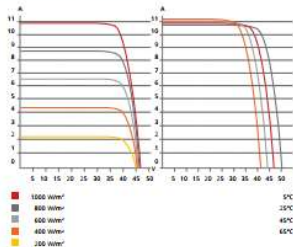
CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)





CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%	19.01%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/JUL) or 1000V (IEC/JUL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ +5 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

March 2020. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.59_EN



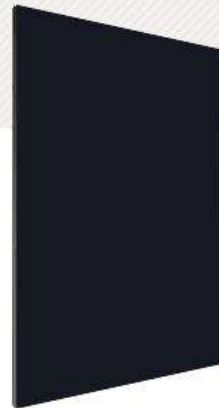
First Solar Series 6™

NEXT GENERATION THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY

MODULE DATASHEET

HIGH-POWER PV MODULES

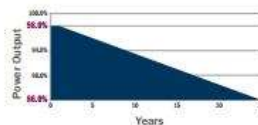
First Solar Series 6™ photovoltaic (PV) module sets a new industry benchmark for reliable energy production, optimized design and environmental performance. Series 6 modules are optimized for every stage of your application, significantly reducing balance of system, shipping, and operating costs.



420-450 Watts
17%+ 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

MORE ENERGY PER MODULE

- More watts per connection and per lift (420+ 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-620 FS-6420A	FS-6425 FS-6435A	FS-6430 FS-6430A	FS-6435 FS-6435A	FS-6440 FS-6440A	FS-6445 FS-6445A	FS-6450 FS-6450A
Nominal Power ¹ (P _N ± 5%)	P _{MAX} (W)	420.0	425.0	430.0	435.0	440.0	445.0	450.0
Efficiency (%)	%	17.0	17.2	17.4	17.6	17.8	18.0	18.2
Voltage at P _{MAX}	V _{MAX} (V)	180.4	181.5	182.6	183.6	184.7	185.7	186.8
Current at P _{MAX}	I _{MAX} (A)	2.33	2.34	2.36	2.37	2.38	2.40	2.41
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	218.5	218.9	219.2	219.6	220.0	220.4	221.1
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	2.54	2.54	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, 20°C air temperature, AM 1.5, 1m/s wind speed)²

Nominal Power	P _N (W)	317.2	320.9	324.7	328.5	332.4	336.0	339.9
Voltage at P _N	V _N (V)	168.7	169.8	170.9	172.0	173.1	174.1	175.2
Current at P _N	I _N (A)	1.88	1.89	1.90	1.91	1.92	1.93	1.94
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	206.3	206.6	207.0	207.3	207.7	208.0	208.8
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	2.04	2.05	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})	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	T _p (I _{SC})	+0.04%/°C

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	2009mm
Width	1292mm
Thickness	49mm
Area	2.47m ²
Module Weight	36kg
Leadwire ⁶	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	2.5mm 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	27	Pallet Dimensions (L x W x H) (86 x 51 x 45.5in)	2200 x 1300 x 1164mm
Pallet Weight	1072kg	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 & 61730-1:2016*, CE
	61701 Salt Mist Corrosion
	90068-2-68 Dust and Sand Resistance
UL	UL 1703 Listed*

REGIONAL CERTIFICATIONS

MCS	SiH
InMetro ⁴	FSEC
BIS ⁵	MyHijau

EXTENDED DURABILITY TESTS

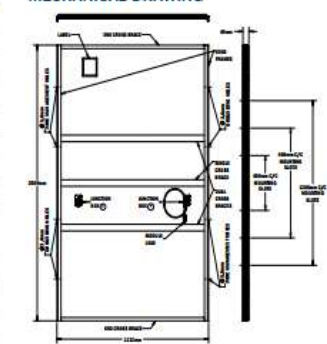
ANSI/CAN/CSA-C450-18	Long-Term Sequential Thresher Test
	PID Resistant

QUALITY & EMS

ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018



MECHANICAL DRAWING



Install in portrait only:

- Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions
- 48 ratings x 0.2%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
- Measurement uncertainty applies
- Testing Certifications/Linkings pending
- IEC 61730-2:2011 Class II IEC 17021:2015
- Leadwire length from junction box via to connector mating surface
- Higher load ratings can be met with additional support, subject to testing

ANEXO B. Datasheet dos inversores híbridos utilizados

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO GEN24 PLUS

The hybrid allrounder with individual backup power





Integrated Data Communication



Dynamic Peak Manager



Multi Flow Technology



Superflex Design



Full backup



PV Point basic grid backup

The Fronius Symo GEN24 Plus, with power categories of between 6 and 10 kW, is the ideal hybrid inverter for private households. With many features as standard, the three-phase device covers all customer requirements.

The GEN24 Plus leaves nothing to be desired with numerous features such as energy management functions, WLAN connection as standard, Ethernet connectivity and easy integration of third-party components. Thanks to a selection of backup power options (PV Point, full backup) in particular, it ensures the highest degree of power supply reliability.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO GEN24 PLUS (6.0, 8.0, 10.0)

INPUT DATA	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
Number of MPPT trackers	2	2	2
Max. input current (I _{in max} MPPT / input)	25 A / 12.5 A	25 A / 12.5 A	25 A / 12.5 A
Max. array short circuit current (I _{sc} MPPT / MPPT2)	37.5 A / 18.75 A	37.5 A / 18.75 A	37.5 A / 18.75 A
DC input voltage range (U _{in max} * U _{in max})	80 V / 1,000 V	80 V / 1,000 V	80 V / 1,000 V
Terminal input voltage (U _{in})	610 V	610 V	610 V
Feed-in start voltage (U _{in start})	80 V	80 V	80 V
Usable MPPT voltage range	80 V - 800 V	80 V - 800 V	80 V - 800 V
Number of DC connections (MPPT1 / MPPT2)	2 / 1	2 / 1	2 / 1
Max. PV generator output (P _{g max})	9 kW _{peak}	12 kW _{peak}	15 kW _{peak}

OUTPUT DATA	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
AC nominal output (P _{ac})	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. output power	6,000 VA	8,000 VA	10,000 VA
Max. output current (I _{ac max})	16.2 A	16.2 A	16.2 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V (+10 % / -30 %)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V (+10 % / -30 %)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V (+10 % / -30 %)
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 Hz - 66 Hz)	50 Hz / 60 Hz (45 Hz - 66 Hz)	50 Hz / 60 Hz (45 Hz - 66 Hz)
Total harmonic distortion	< 3.5 %	< 3.5 %	< 3.5 %
Power factor (cos φ _{ac})	0.7 - 1 ind. / cap.	0.7 - 1 ind. / cap.	0.7 - 1 ind. / cap.
Backup power	3-NPE 400 V / 230 V	3-NPE 400 V / 230 V	3-NPE 400 V / 230 V

OUTPUT DATA PV POINT / FULL BACKUP	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
Item. output power PV Point / full backup	3,000 VA / 6,000 VA	3,000 VA / 6,000 VA	3,000 VA / 6,000 VA
Item. output power per phase full backup	3,000 VA	3,000 VA	3,000 VA
Grid connection (voltage range) PV Point	3-NPE 230 V / 230 V	3-NPE 230 V / 230 V	3-NPE 230 V / 230 V
Grid connection (voltage range) full backup	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 230 V
Switchover time	< 10 seconds	< 10 seconds	< 10 seconds

BATTERY CONNECTION	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
Number of DC connections	1	1	1
Max. input current (I _{in max})	27 A	27 A	27 A
DC input voltage range (U _{in max} * U _{in max})	160 V - 500 V	160 V - 500 V	160 V - 500 V
Max. input / output power ^a	6,200 W	8,200 W	10,300 W
Max. AC charging power	6,000 W	8,000 W	10,000 W

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO GEN24 PLUS (6.0, 8.0, 10.0)

GENERAL DATA	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
Dimensions (height x width x depth)	584 x 527 x 187 mm		
Weight (inverter / with packaging)	24 / 28.5 kg		
Degree of protection	IP 66		
Protection class	1		
High-voltage power loss	< 10 W		
Overvoltage category (DIN EN 61643-1)	2/3		
Inverter design	Transformerless		
Cooling	Regulated air cooling		
Installation	Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range	-25 °C to +50 °C		
Permitted humidity	0 - 100 %		
Max. altitude	3,400 m / 4,000 m (unrestricted / restricted voltage range)		
DC PV connection technology	3x DC+ and 3x DC- push-in spring terminals 2.5 - 10 mm²		
DC battery connection technology	1x BAT+ and 1x BAT- push-in spring terminals 2.5 - 10 mm²		
AC connection technology	3 pole AC push-in spring terminals 1.5 - 10 mm² 3 pole backup power push-in spring terminals 1.5 mm² - 18 mm² 3x PE-terminals 2.5 - 10 mm²		
Certificates and compliance with standards	IEC 62109, IEC 62116, IEC 61732, IEC 62800, VDE 0116, VDE AR-N4105, AS/NZS 4777.2, EN 50549, CEI 0-21, G 96, G25 *		
Back-up power functions	PV Point or full backup		
Compatible batteries	BYD Battery-Box Premium H5Series *		

EFFICIENCY	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
Max. efficiency	98.2 %		
Europ. efficiency (η ₁₀)	97.9 %		
MPP-tracking efficiency	> 99.9 %		

PROTECTIVE DEVICES	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
DC insulation measurement	Yes		
Overload behaviour	Operating point shift, Power limitation		
DC disconnector	Yes		
Reverse polarity protection	Yes		

INTERFACES	SYMO GEN24 6.0 PLUS	SYMO GEN24 8.0 PLUS	SYMO GEN24 10.0 PLUS
WLAN / 2x Ethernet LAN	Fronius Solar web, Modbus TCP-Serie, Fronius Solar API (S200)		
For digital input - For digital in	Interface to ripple control receiver, energy management		
USB 2.0 (A-socket)	1 A supply		
Emergency stop (ESD)	Yes		
Datalogger and outboard	Included		
2x RS485	Modbus RTU-Serie (third-party supplier) / Fronius Smart Meter, battery, Fronius Otoplast		

^a Depending on the connected battery ^b According to IEC 62109-1 ^c Except MVB 1.2.8 and MVB 8.5
^d For the current certificates, please see www.fronius.com
 For further information on the availability of this inverter in your country please see www.fronius.com.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

THREE BUSINESS UNITS, ONE GOAL: TO SET THE STANDARD THROUGH TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT.

What began in 1945 as a one-man operation now sets technological standards in the fields of welding technology, photovoltaics and battery charging. Today, the company has around 4,760 employees worldwide and 1,253 patents for product development show the innovative spirit within the company. Sustainable development means for us to implement environmentally relevant and social aspects equally with economic factors. Our goal has remained constant throughout: to be the innovation leader.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

Fronius India Private Limited
 GAT no 312, Nanekarwadi
 Chakan, Taluka - Khed District
 Pune - 410501
 India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
 90-92 Lambeck Drive
 Tullamarine VIC 3043
 Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

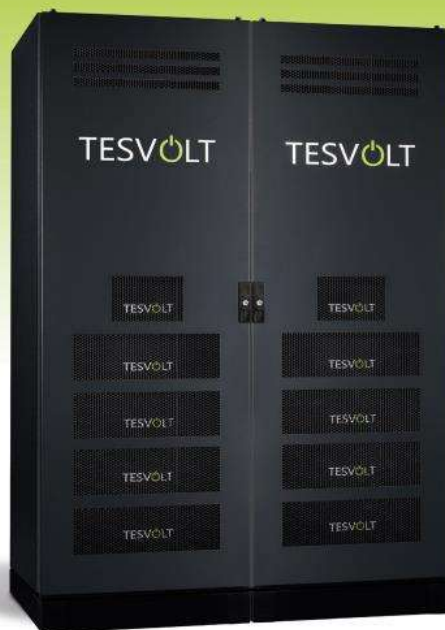
Fronius UK Limited
 Maidstone Road, Kingston
 Milton Keynes, MK10 0BD
 United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

ANEXO C. Datasheet dos bancos de baterias utilizados

BATERIAS DE LÍTIO TS HV 70

Versatilidade para empresas e indústrias



Projetado para 30 anos • Velocidade de carregamento 1 C • A mais segura tecnologia de células

SISTEMAS DE ALTA POTÊNCIA



TEMOS UMA "COMO" PARA TODO "QUANDO".

Nosso sistema de armazenamento de bateria pode ser perfeitamente adaptado para atender a todas as aplicações.

Seja para aumentar o autoconsumo ou para nivelamento de picos de carga, conectados ou não à rede (On-Grid ou Off-Grid) para otimizar sistemas híbridos a diesel, seja no deserto ou o círculo ártico - com o sistema de armazenamento TESVOLT TS HV 70, a TESVOLT oferece uma solução de armazenamento para qualquer aplicação. Seu design avançado e de melhor custo-benefício contribui para uma eficiência

imbatível - sem sacrificar a qualidade ou o desempenho. É extremamente robusto e, portanto, é adequado para os mais difíceis tarefas. Graças às células de bateria de alta qualidade do automóvel indústria e tecnologias inovadoras, como o Active Battery Optimizer, o nosso sistema de armazenamento TESVOLT TS HV 70 é um dos produtos mais eficientes e duráveis do mercado.

APLICAÇÕES

- **Otimização de sistemas híbridos a diesel** - com a ajuda desse sistema, o consumo de sistemas híbridos a diesel pode ser otimizado
- **Tempo de uso** - utilização da bateria independente da tarifa de eletricidade (carregamento durante o período de preço mínimo e descarga durante o período de preço máximo)
- **Nivelamento de picos de energia** - reduza seus picos de consumo e economize dinheiro utilizando menor demanda contratada
- **Aumente o autoconsumo** - utilize de forma mais eficaz a energia gerada por seu sistema
- **Serviços auxiliares** - gerencie a frequência, a energia ativa e reativa e equilibre as flutuações da rede

Segurança máxima

As células prismáticas de bateria são as mais duráveis, seguras e de mais alto desempenho, especialmente em comparação a células cilíndricas. A TESVOLT utiliza células Samsung SDI e oferece uma garantia de capacidade de 10 anos dos módulos de bateria.

Duração máxima

A duração de uma bateria exerce enorme influência no rendimento. Nossos sistemas de armazenamento alcançam valores acima de média: Todos os componentes são projetados para uma duração de 30 anos, com 8000 ciclos.

Competente e potente

Os sistemas de armazenamento TS HV 70 TESVOLT podem armazenar energia rapidamente e fornecê-la para utilização com igual velocidade. A potência contínua corresponde a 1C e possibilita o uso profissional em empresas, setor agropecuário e industrial.

Células Samsung SDI



- 1 Active Power Unit
- 2 Módulo de bateria
- 3 Proteção de sobrecarga
- 4 Válvula de escape
- 5 Fusível
- 6 Active Battery Optimizer

As células prismáticas Samsung SDI são extremamente seguras. O mecanismo de proteção contra perfurações, por exemplo, permite até uma penetração por uma broca de metal sem que seja provocada a combustão da célula.



Módulo de bateria



Cada módulo de bateria dispõe de um Active Battery Optimizer (ABO), próprio que, no caso de uma manutenção, pode ser extraído do módulo com uma operação manual simples.

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Capable of High-Powered Emergency-Backup and Off-Grid Functionality
- Highest Efficiency Thanks to a Real High-Voltage Serial Connection
- The Patented Modular Plug Design Requires no Internal Wiring and Allows for Maximum Flexibility and Ease of Use
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Life Cycle, and Power
- Compatible with Leading 1 and 3 Phase High Voltage Battery Inverters
- Two Distinct Modules to Cover the Complete Range of System Sizes
- Highest Safety Standards like VDE 2510-50



BATTERY-BOX PREMIUM HVS

One Battery-Box Premium HVS is composed of 2 to 5 HVS battery modules that are serially connected to achieve a usable capacity of 5.1 to 12.8 kWh.

Additionally, direct parallel connection of up to 3 identical Battery-Box Premium HVS allows a maximum capacity of 38.4 kWh.

Ability to scale by adding HVS modules or parallel HVS stacks at anytime.



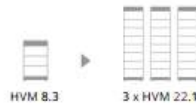
HVS 5.1 3 x HVS 12.8

BATTERY-BOX PREMIUM HVM

One Battery-Box Premium HVM is composed of 3 to 8 HVM battery modules that are serially connected to achieve a usable capacity of 8.1 to 22.1 kWh.

Additionally, direct parallel connection of up to 3 identical Battery-Box Premium HVM allows a maximum capacity of 66.2 kWh.

Ability to scale by adding HVM modules or parallel HVM stacks at anytime.



HVM 8.3 3 x HVM 22.1

FLEXIBLE, EFFICIENT, SIMPLE



Internal Plug Connection
No Additional Wiring Required



5.1 - 66.2 kWh
Tailored Sizing for Each
Application



Extend Anytime
Easily Adapts to New
Requirements



High Power
Power for Every Application

TECHNICAL PARAMETERS PREMIUM HVS / HVM

	HVS 5.1	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Battery Module	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Number of Modules	2	3	4	5
Usable Energy [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Max Output Current [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Nominal Voltage	204 V	307 V	409 V	512 V
Operating Voltage	160-240 V	240-360 V	320-480 V	400-600 V
Dimensions (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Weight	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

	HVM 8.3	HVM 11.0	HVM 13.8	HVM 16.6	HVM 19.3	HVM 22.1
Battery Module	HVM (2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg)					
Number of Modules	3	4	5	6	7	8
Usable Energy [1]	8.28 kWh	11.04 kWh	13.80 kWh	16.56 kWh	19.32 kWh	22.08 kWh
Max Output Current [2]	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A
Nominal Voltage	153 V	204 V	256 V	307 V	358 V	409 V
Operating Voltage	120-180 V	160-240 V	200-300 V	240-360 V	280-420 V	320-480 V
Dimensions (H/W/D)	945 x 585 x 298 mm	1178 x 585 x 298 mm	1411 x 585 x 298 mm	1644 x 585 x 298 mm	1877 x 585 x 298 mm	2110 x 585 x 298 mm
Weight	129 kg	167 kg	205 kg	243 kg	281 kg	319 kg

HVS & HVM	
Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN/RS485
Enclosure Protection Rating	IP55
Round-trip Efficiency	≥96%
Certification	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Warranty [3]	10 years
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box Premium Inverter Compatible List and Minimum Configuration List

[1] DC Usable Energy, Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at +25 °C, System Usable Energy may vary with different inverter brands
 [2] Charge/discharge derating will occur between -10 °C and +5 °C
 [3] Conditions apply. Refer to BYD Battery-Box Premium Limited Warranty Letter.



BYD Company Limited
www.byd.com/energy
Global Sales: batterybox@byd.com
Global Service: bbservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
Alps Power Pty Ltd
www.alpspower.com.au
teal@alpspower.com.au

Battery-Box US Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de/us
USservice@eft-systems.de

v1.0

