

# ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFICAÇÕES MILITARES EM DIFERENTES CLIMAS

**Luiz Pereira da Silva Neto** (UFMS) - co.luizpereira@gmail.com

**Priscila Martins Mateus de Oliveira Pereira** (UFMS) - priscila.mateus.pereira@gmail.com

**Marcio José Sorgato** (Instituição - a informar) - marcio.sorgato@ufms.br

## **Resumo:**

*Nos últimos anos cresceu o interesse pela integração de sistemas de geração fotovoltaica em edificações no Brasil. Essa integração aproveita o potencial de geração que os edifícios têm e contribui para a redução da alta demanda de energia dos edifícios. Se os sistemas são capazes de gerar localmente quantidade de energia pelo menos igual ao consumo anual, a edificação pode ser classificada como de Energia Zero. Sob a jurisdição do Exército Brasileiro está um grande número de edificações públicas que, em vez de serem consideradas apenas consumidoras de energia, possuem grande potencial para geração de energia. Esse estudo analisa a viabilidade da integração de sistemas fotovoltaicos em duas edificações militares – uma em Campo Grande, MS, e outra em Curitiba, PR – capazes de suprir anualmente os respectivos consumos, para que as edificações sejam de energia zero. Utilizou-se o consumo das edificações na ponta e fora de ponta durante um ano para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. As simulações de geração e desempenho dos sistemas foram realizadas no SAM, considerando duas diferentes tecnologias de módulos – silício policristalino e telureto de cádmio. Os sistemas propostos utilizaram área inferior à cobertura das edificações e tiveram taxas de desempenho variando de 80% a 81%. As produtividades ficaram entre 935kWh/kW e 1068kWh/kW. Os sistemas de Campo Grande apresentaram balanços energéticos mensais melhores que os de Curitiba. Os sistemas de CdTe apresentaram, para ambas as cidades, valores maiores de produtividade. Também foram considerados os efeitos das temperaturas das células fotovoltaicas e percebeu-se que as células de CdTe atingem temperaturas maiores que as de c-Si, mas suas produtividades são maiores que as de c-Si, apontando menor sensibilidade do CdTe a altas temperaturas.*

**Palavras-chave:** SAM, temperatura das células fotovoltaicas, EEZ

**Área temática:** Arquitetura e Energia Solar

**Subárea temática:** Aspectos arquitetônicos do uso de instalações fotovoltaicas

# ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFICAÇÕES MILITARES EM DIFERENTES CLIMAS

**Luiz Pereira da Silva Neto** – co.luizpereira@gmail.com

**Priscila Martins Mateus de Oliveira Pereira** – priscila.mateus.pereira@gmail.com

Discentes do Curso de Mestrado Profissional em Eficiência Energética do Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Eficiência Energética e Sustentabilidade da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul

**Marcio José Sorgato** – marcio.sorgato@ufms.br

Professor Doutor do Curso de Mestrado Profissional em Eficiência Energética do Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Eficiência Energética e Sustentabilidade da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul

## 5. Arquitetura e energia solar – 5.1. Aspectos arquitetônicos do uso de instalações fotovoltaicas

**Resumo.** Nos últimos anos cresceu o interesse pela integração de sistemas de geração fotovoltaica em edificações no Brasil. Essa integração aproveita o potencial de geração que os edifícios têm e contribui para a redução da alta demanda de energia dos edifícios. Se os sistemas forem capazes de gerar localmente quantidade de energia pelo menos igual ao consumo anual, a edificação pode ser classificada como de Energia Zero. Sob a jurisdição do Exército Brasileiro está um grande número de edificações públicas que, em vez de serem consideradas apenas consumidoras de energia, possuem grande potencial para geração de energia. Este estudo analisou a viabilidade da integração de sistemas fotovoltaicos em duas edificações militares – uma em Campo Grande, MS, e outra em Curitiba, PR – capazes de suprir anualmente os respectivos consumos, para que as edificações sejam de energia zero. Utilizou-se o consumo das edificações na ponta e fora de ponta durante um ano para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. As simulações de geração e desempenho dos sistemas foram realizadas no SAM, considerando duas diferentes tecnologias de módulos – silício policristalino e telureto de cádmio. Os sistemas propostos utilizaram área inferior à cobertura das edificações e tiveram taxas de desempenho variando de 80% a 81%. As produtividades ficaram entre 935 kWh/kW e 1.068 kWh/kW. Os sistemas de Campo Grande apresentaram balanços energéticos mensais melhores que os de Curitiba. Os sistemas de CdTe apresentaram, para ambas as cidades, valores maiores de produtividade. Também foram considerados os efeitos das temperaturas das células fotovoltaicas e percebeu-se que as células de CdTe atingiram temperaturas maiores que as de c-Si, mas suas produtividades foram maiores que as de c-Si, apontando menor sensibilidade do CdTe a altas temperaturas.

**Palavras-chave:** SAM, temperatura das células fotovoltaicas, EEZ

## 1. INTRODUÇÃO

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 CO<sub>2</sub>, e esse consumo continua crescendo a uma taxa de aproximadamente 3% ao ano (IEA, 2019). No contexto brasileiro, houve aumento expressivo no consumo energético das edificações (FOSSATI; MORISHITA; LAMBERTS, 2011). Os setores residencial, comercial e público foram responsáveis por 42,6% da eletricidade consumida no Brasil em 2018 (EPE, 2019).

Estudos sinalizam que os edifícios podem ser considerados não apenas como consumidores de energia, mas também como geradores de energia para consumo próprio e até para exportação para a rede de distribuição das concessionárias (DÁVI *et al.*, 2016; SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018). Dessa forma, as edificações passam a gerar eletricidade localmente, o que é conhecido como geração distribuída.

No Brasil, esse tipo de geração é regulamentada pelas Resoluções Normativas N° 482/2012 e 687/2015, que estabeleceram que um sistema de compensação de energia é aquele em que a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora com micro (até 75kW de potência instalada) ou mini (entre 75kW e 5MW de potência instalada) geração distribuída compensa o consumo de energia ativo e a Unidade Consumidora fica com créditos de energia ativa (ANEEL, 2012, 2015). Até janeiro de 2020, havia 177.824 unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2020). A geração fotovoltaica tem sido considerada a mais promissora para este tipo de geração pois pode facilmente se integrar ao contexto urbano das edificações (DÁVI *et al.*, 2016). Além disso, no contexto brasileiro, a maior parte da geração distribuída está sendo feita por meio de sistemas fotovoltaicos (92,32%), com potência instalada de 2.059.229,85 kW (ANEEL, 2020).

Se a capacidade de geração de um sistema fotovoltaico em uma edificação for suficiente para suprir a demanda energética de uma edificação ao longo de um ano e tendo medidas de eficiência energética sido previamente implementadas na edificação, ela pode ser classificada como Edificação de Energia Zero (EEZ) (CRAWLEY; TORCELLINI; PLESS, 2009). A implementação de Edificações de Energia Zero é uma tendência mundial e muitos países adotaram ou têm considerado a inserção das EEZ como metas para proteger os recursos energéticos (LI; YANG;

LAM, 2013). Em diversos países há metas relativas a edificações públicas e, em particular, a edificações militares, para que elas sejam EEZ, como na União Europeia e nos EUA (EU, 2010; U.S. ARMY, 2015).

A despesa do Ministério da Defesa do Brasil com energia elétrica foi de cerca de R\$ 390,9 milhões em 2017, o segundo maior montante entre os entes públicos federais (CA, 2018). Grande parte desse montante foi gasto em edificações do Exército Brasileiro (EB), a maior das três Forças, que faz gestão de mais de 650 quartéis, 1.850 imóveis e 88.000 benfeitorias em todo o território nacional (CASTRO, 2016).

O EB lançou em 2019 o Programa EB Sustentável, objetivando aprimorar as ações de eficiência energética e sustentabilidade no Exército em consonância com a legislação brasileira e com os acordos mundiais de desenvolvimento sustentável. Uma das áreas desse programa diz respeito ao uso da energia e, especificamente, à racionalização de custos no âmbito do Exército Brasileiro baseadas em eficiência energética, geração de energia renovável e utilização de mercado livre de energia (EB, 2019a). Além disso, a importância da geração distribuída para a Defesa Nacional foi defendida por Mayer (2018).

Nos últimos anos muitos pesquisadores vêm desenvolvendo análises para integração de sistemas fotovoltaicos em edificações. Dois dentre eles destacam-se por terem sido realizados no clima de Curitiba, que é uma das cidades objeto deste estudo: sistema fotovoltaico conectado à rede capaz de gerar 4,37 GWh na UFPR (MARIANO, 2017) e sistema fotovoltaico de 45 kWp, gerando 60 MWh por ano para a UTFPR com a instalação dos módulos no telhado (KRASHAK; JUNIOR, 2019). Além disso, diversos estudos têm avaliado o desempenho dos sistemas fotovoltaicos por meio de critérios de mérito em climas brasileiros e a integração dos módulos às edificações (DÁVI *et al.*, 2016; DO NASCIMENTO *et al.*, 2020; GASPARIN; KREZINGER, 2017; MELLO, 2016; NÓBREGA *et al.*, 2018; SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018).

Com a aplicação de geração distribuída em suas edificações, especialmente, a geração fotovoltaica, o EB poderá contribuir para o aumento da participação do uso da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional. Nesse contexto, este trabalho visa dimensionar sistemas de geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos em duas edificações do EB, em cidades com climas diferentes, a fim de torná-las Edificações de Energia Zero.

## 2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho foi analisar a integração de sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos (c-Si e CdTe) em duas edificações militares em condições climáticas diferentes (Comissão Regional de Obras da 9ª Região Militar em Campo Grande, MS, e Comissão Regional de Obras da 5ª Região Militar em Curitiba, PR).

## 3. METODOLOGIA

O método deste trabalho foi dividido em três etapas principais:

1. Caracterização dos locais e dos objetos de estudo;
2. Obtenção do consumo energético por meio das faturas de energia elétrica das concessionárias;
3. Desempenho dos sistemas fotovoltaicos projetados para atenderem às demandas energéticas das edificações.

### 3.1 Caracterização dos locais e dos objetos de estudo

As edificações do estudo foram a Comissão Regional de Obras da 9ª Região Militar (CRO/9), em Campo Grande, MS e a Comissão Regional de Obras da 5ª Região Militar (CRO/5), em Curitiba, PR. A Fig. 1 apresenta uma visão aérea das edificações e as cidades possuem características de acordo com a Tab. 1. Ambas as edificações funcionam como escritórios, com pequenas áreas de vestiários e banheiros.



Figura 1 - Vista aérea das edificações. À esquerda, CRO/9. À direita, CRO/5. Fonte: adaptado do GoogleMaps.

Tabela 1 - Caracterização dos locais e dos objetivos de estudo

| OBJETO | EFETIVO MÉDIO MENSAL | ÁREA CONSTRUÍDA         | CIDADE       | LAT. (°) | LONG. (°) | CLASSIFICAÇÃO CLIMÁTICA DE KÖPPEN-GEIGER |
|--------|----------------------|-------------------------|--------------|----------|-----------|--|
| CRO/9  | 78                   | 1.897,68 m <sup>2</sup> | Campo Grande | -20,44   | -54,65    | Aw (tropical úmido)                      |
| CRO/5  | 68                   | 1.531,74 m <sup>2</sup> | Curitiba     | -25,43   | -49,27    | Cfb (temperado marítimo úmido)           |

### 3.2 Obtenção do consumo energético

Os consumos de energia elétrica da CRO/9, em Campo Grande, foram obtidos por meio de consulta à base de dados de consumo da concessionária local e da CRO/5, em Curitiba, pela disponibilização das contas de energia do quartel. As duas Unidades Consumidoras (UC) pertencem ao Grupo A4, com tarifação horária verde. O período dos consumos obtidos é de janeiro a dezembro de 2018. Foram analisados tantos os dados de consumo mensais na ponta e fora ponta.

### 3.3 Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Para análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos, foram simulados dois sistemas para cada local com tecnologias de módulos fotovoltaicos diferentes, com a finalidade de suprir a demanda energética anual das edificações.

**Software utilizado para simulação.** A simulação dos sistemas propostos foi feita no software SAM (*System Advisory Model*) versão 2018.11.11, desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) do Departamento de Energia Americano (NREL, 2019). O SAM é adequado a esta pesquisa uma vez que é um programa gratuito que permite simulação detalhada de diversas tecnologias de geração renovável. A simulação optou pelo modelo detalhado de sistemas fotovoltaicos sem modelo financeiro. O modelo de radiação difusa escolhido foi o de Perez.

**Arquivos climáticos.** O SAM utiliza arquivos climáticos em TRY (*Test Reference Year*) ou TMY (*Typical Meteorological Year*) para as simulações. Estão disponíveis para Campo Grande os arquivos climáticos do projeto SWERA e do INMET e para Curitiba estão disponíveis os do projeto SWERA, do INMET e do TRY. Neste trabalho, optou-se por utilizar o arquivo climático do INMET para as duas cidades, pois as médias anuais da irradiação horizontal global (GHI) desse arquivo climático diferem, no máximo, 2,8% dos valores da GHI do Atlas Brasileiro de Energia Solar para coordenadas próximas às edificações. A Fig. 2 apresenta valores da GHI para as duas cidades.

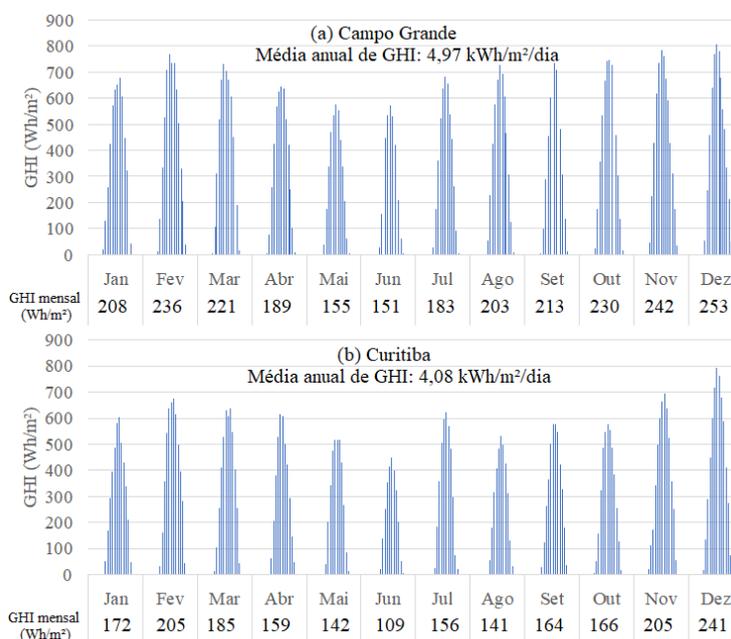


Figura 2 - Médias horárias, mensais e anual da GHI para (a) Campo Grande (b) Curitiba. Fonte: INMET (2019)

Para Campo Grande, as médias horárias ultrapassam 600 Wh/m<sup>2</sup> em dez meses do ano e a maior parte dos valores está acima de 700 Wh/m<sup>2</sup>, com valores próximos a 800 Wh/m<sup>2</sup> em três meses. Em Curitiba, a GHI atinge 600 Wh/m<sup>2</sup> apenas em quatro meses e em apenas um mês fica acima de 700 Wh/m<sup>2</sup>. Para ambos os locais, os valores mínimos ocorrem no mês de junho, mas a diferença entre os valores é considerável: em Curitiba, os máximos nesses meses ultrapassam os 400 Wh/m<sup>2</sup>, enquanto em Campo Grande, os valores da GHI são próximos a 600 Wh/m<sup>2</sup>.

**Módulos fotovoltaicos.** Foram escolhidos dois módulos com tecnologias fotovoltaicas diferentes: silício policristalino, por ser a tecnologia mais comercialmente disponível no mercado brasileiro, e de filmes finos de Telureto de Cádmio (CdTe), por ser uma tecnologia promissora para aplicação em climas brasileiros (SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018). As características dos módulos estão na Tab. 2:

Tabela 2 - Módulos utilizados na simulação

| Identificação do fabricante | Componente da célula | Pmp (W) | Vmp (V) | Imp (A) | Voc (V) | Isc (A) | Efici. (%) | Coef. Temp (%/°C) | Nº de células | Tamanho           |
|-----------------------------|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|-------------------|---------------|-------------------|
| Canadian Solar CS6U-330P    | c-Si                 | 330,33  | 37,2    | 8,9     | 45,6    | 9,4     | 17,57      | -0,410            | 72            | 992mm x 1.960mm   |
| First Solar 6435A           | CdTe                 | 435,13  | 183,6   | 2,4     | 219,6   | 2,5     | 17,54      | -0,244            | 264           | 1.232mm x 2.009mm |

**Considerações sobre os arranjos.** Os sistemas propostos foram dispostos nas coberturas das edificações conforme consta na Tab. 3. A verificação da compatibilidade entre a área de módulos dos arranjos com as áreas disponíveis foi feita com a volumetria na edificação modelada no *SketchUp*.

Tabela 3 – Disposição dos arranjos por edificação

| Edificação | Arranjo | Desvio azimutal | Inclinação |
|------------|---------|-----------------|------------|
| CRO/9      | 1       | 112°            | 25°        |
|            | 2       | 292°            | 25°        |
| CRO/5      | 1       | 310°            | 5°         |

**Inversores.** Optou-se por utilizar inversores *multi-string*. Foram utilizadas taxas de carregamento dos inversores (ILR – *Inverter Loading Ratio*) próximas a 130%, que é o valor típico das usinas de geração fotovoltaicas brasileiras (DO NASCIMENTO *et al.*, 2019) e está próximo a 126%, valor considerado ótimo no estudo de Deschamps e Rütther (2019). Os inversores escolhidos são especificados na Tab. 4:

Tabela 4 - Especificação dos inversores utilizados

| Edificação | Identificação do fabricante | Capacidade em CA (kWac) | Eficiência | Intervalo de tensão (V) | MPPT |
|------------|-----------------------------|-------------------------|------------|-------------------------|------|
| CRO/9      | SMA America STP 33-US-41    | 33,3                    | 97,54%     | 480-800                 | 1    |
| CRO/5      | Fronius Symo 15.0-3 480     | 15                      | 97,15%     | 480-800                 | 1    |

**Considerações sobre perdas.** Para representar maior correspondência entre os fatores de sujidade das cidades, foram adotados os seguintes valores de percentual de perda por sujeira (valores inversamente proporcionais aos dos acumulados mensais de precipitação): acima de 150mm – 3%; entre 50mm e 150mm – 5%; abaixo de 50mm – 7%, conforme Tab. 5. A média anual foi de 4,67% para Campo Grande e de 4,5% para Curitiba. Uma vez que em todos os sistemas os módulos são instalados com a mesma inclinação das respectivas coberturas, não há auto sombreamento. As demais perdas adotadas constam na Tab. 6:

Tabela 5 - Percentuais de sujidade para a precipitação mensal de Campo Grande e Curitiba. Fonte: INMET (2019)

| Cidade       | Parâmetros | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Ano  |
|--------------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Campo Grande | Chuva (mm) | 225 | 176 | 149 | 89  | 88  | 47  | 35  | 45  | 77  | 150 | 164 | 206 | 121  |
|              | % sujidade | 3   | 3   | 5   | 5   | 5   | 7   | 7   | 7   | 5   | 3   | 3   | 3   | 4.67 |
| Curitiba     | Chuva (mm) | 218 | 166 | 147 | 95  | 113 | 94  | 108 | 74  | 141 | 138 | 124 | 154 | 131  |
|              | % sujidade | 3   | 3   | 5   | 5   | 5   | 5   | 5   | 5   | 5   | 5   | 5   | 3   | 4.50 |

Tabela 6 - Percentuais de perdas em utilizados no SAM

| Mismatch dos módulos | Diodos e conexões | Fiação CC | Qualidade do módulo | Otimização CC | Fiação CA |
|----------------------|-------------------|-----------|---------------------|---------------|-----------|
| 0,6%                 | 0,5%              | 2%        | 2%                  | 0%            | 1%        |

**Análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos.** Neste trabalho, os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos foram analisados de acordo com os seguintes índices:

- Fator de Capacidade (FC): relação entre a produção anual de energia real e a quantidade de energia que o painel fotovoltaico produziria se operasse com potência instalada nominal máxima por 24 horas por dia durante um ano (DAVI *et al.*, 2016).

- 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). Neste trabalho, o intervalo de tempo adotado é o primeiro ano de operação do sistema.
- Produtividade de referência (*Yield de referência*): 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).
- Taxa de Performance (PR – *Performance Ratio*): fator que independe da localização do sistema fotovoltaico e que mede a qualidade do sistema relacionando o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico do sistema (sem perdas). Quanto mais próximo de 1 melhor (ZOMER, 2014).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Consumo energético das edificações

Os valores dos consumos das edificações (ponta e fora de ponta) no período analisado são apresentados na Fig. 3:

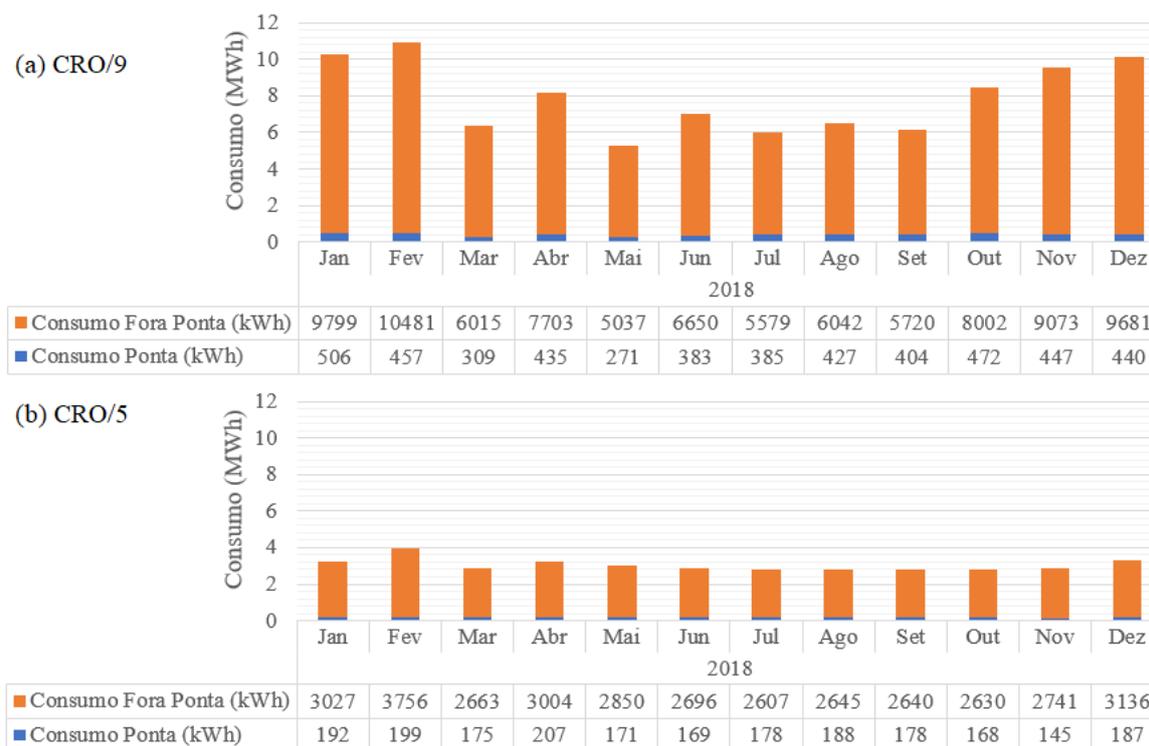


Figura 3 - Consumo ponta e fora de ponta das edificações

Observa-se que as duas edificações têm padrões de consumo bem diferentes. A CRO/9 possui um consumo pelo menos 22% maior que a CRO/5 (março), atingindo diferença de 230% em novembro, com média de diferença de consumos igual a 57,6%. Para as duas edificações, os maiores consumos foram nos meses de novembro a fevereiro, que são os meses de maiores temperaturas, contribuindo para maior utilização de aparelhos de ar condicionado. Houve picos esporádicos em outros meses para a CRO/9. Os maiores consumos ocorreram em fevereiro para ambas as edificações: CRO/9 de 10.938 kWh e CRO/5 de 3.955 kWh.

Os meses de menor consumo foram de maio a julho, com menos variações na CRO/5, enquanto na CRO/9 houve um aumento de consumo em junho, contrariando a tendência climática. O menor consumo da CRO/9 foi de 5.308 kWh em maio e o menor consumo da CRO/5 foi de 2.785 kWh em julho. Ambas as edificações possuem padrão de ocupação sem funcionamento nos horários de pico, por isso os consumos nesse período são bem pequenos em comparação com o consumo total. As diferenças entre os consumos das edificações advêm principalmente das diferenças entre áreas construídas (CRO/9 é 24% maior), entre efetivo (15% maior na CRO/9) e entre os climas das cidades.

O consumo anual para a CRO/9 foi de 94.718kWh e para a CRO/5 foi de 36.552kWh.

### 4.2 Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

As quatro propostas de sistemas (duas para cada edificação) foram simuladas no SAM. Para cada sistema, foram utilizados dois inversores. As características dos sistemas propostos são mostradas na Tab. 7 e a Tab. 8 apresenta as características dos arranjos, representados na Fig. 4. A Tab. 9 apresenta os resultados das simulações para as duas edificações.

Tabela 7 - Características dos sistemas fotovoltaicos simulados

| Característica                 | CRO/9 |       | CRO/5 |       |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                                | c-Si  | CdTe  | c-Si  | CdTe  |
| Componente do módulo           |       |       |       |       |
| Potência em CC (kW)            | 89,85 | 88,76 | 39,64 | 39,16 |
| Capacidade Total CA (kW)       | 66,60 | 66,60 | 30,00 | 30,00 |
| Taxa de sobrecarga do inversor | 1,35  | 1,33  | 1,27  | 1,31  |

Tabela 8 - Características dos arranjos na CRO/9 e na CRO/5 nas duas tecnologias

| Edificação | Componente dos módulos | Arranjo | Quantidade de strings | Módulos por string | Total de módulos | Área dos módulos (m <sup>2</sup> ) |
|------------|------------------------|---------|-----------------------|--------------------|------------------|------------------------------------|
| CRO/9      | c-Si                   | 1       | 8                     | 17                 | 272              | 511,4                              |
|            |                        | 2       | 8                     | 17                 |                  |                                    |
|            | CdTe                   | 1       | 51                    | 2                  | 204              | 505,9                              |
|            |                        | 2       | 51                    | 2                  |                  |                                    |
| CRO/5      | c-Si                   | 1       | 10                    | 12                 | 120              | 225,6                              |
|            | CdTe                   | 1       | 30                    | 3                  | 90               | 223,2                              |

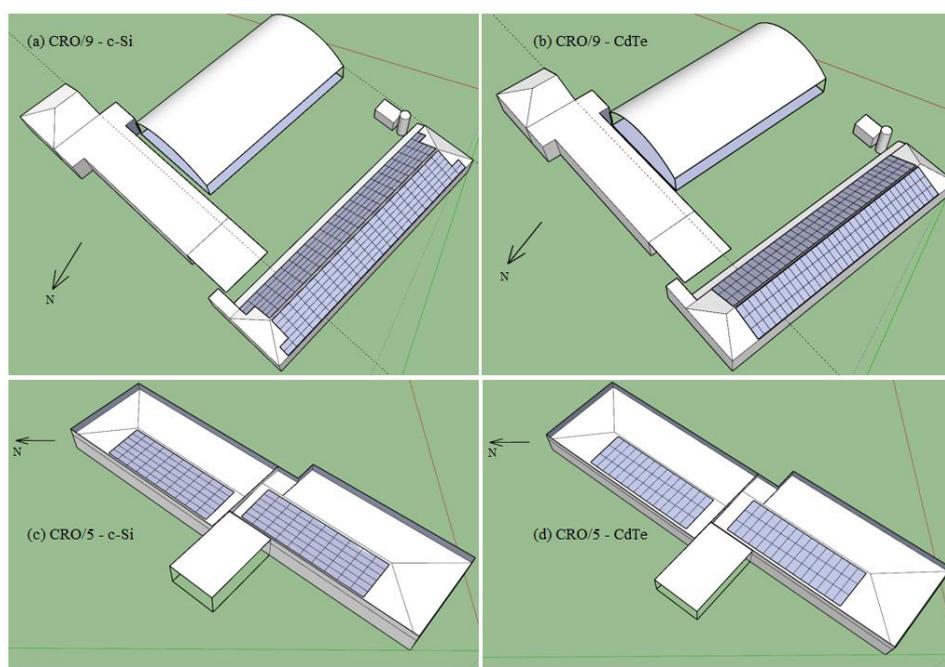


Figura 4 - Configuração dos arranjos dos sistemas propostos.

Tabela 9 - Resultado das simulações no SAM

| INDICADORES                          | CRO/9  |        | CRO/5  |        |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                      | c-Si   | CdTe   | c-Si   | CdTe   |
| Fator de Capacidade (FC)             | 12,1%  | 12,2%  | 10,7%  | 10,8%  |
| Performance Ratio (PR)               | 0,80   | 0,81   | 0,80   | 0,81   |
| Yield (kWh/kW)                       | 1.060  | 1.068  | 935    | 948    |
| Yield de referência (kWh/kW)         | 1.148  | 1.157  | 953    | 965    |
| Geração anual (kWh)                  | 95.248 | 94.792 | 37.068 | 37.112 |
| Percentual excedente sobre o consumo | 0,56%  | 0,08%  | 1,41%  | 1,53%  |

Os valores do Fator de Capacidade dos dois sistemas ficaram entre 10,7% e 12,2%. Os sistemas de Campo Grande apresentaram FC maiores que os de Curitiba e os sistemas com módulos de CdTe apresentaram maior FC em comparação com os de c-Si. Ao comparar os valores obtidos com os do trabalho de Nakabayashi (2014) para as cidades em questão (Campo Grande FC de 16% e Curitiba FC de 12,1%), percebe-se que ambos os valores foram menores, provavelmente porque os valores da GHI dos arquivos climáticos são diferentes. Todos os sistemas propostos resultaram em fatores de capacidade abaixo dos valores comuns para o Brasil, que é entre 13% e 18% (MELLO, 2016).

Percentualmente, a diferença entre irradiação anual é de 20% (4,08 kWh/m<sup>2</sup>/dia para Curitiba e 4,97 kWh/m<sup>2</sup>/dia para Campo Grande). Essa diferença, entretanto, não se refletiu na mesma proporção nos *yields*, uma vez que

percentualmente a diferença foi de 13,3% (c-Si) e de 12,5% (CdTe). Essa disparidade pode ser explicada pela diferença de instalação dos sistemas, uma vez que os ângulos azimutais e de inclinação dos módulos não são iguais.

Com relação ao *yield* anual, os sistemas de c-Si apresentaram menores valores que os de CdTe. A diferença entre o *yield* real e o de referência foi de 7,67% (c-Si) e 7,69% (CdTe) para os sistemas da CRO/9, indicando que o local dos arranjos proporciona perda considerável na geração, e de apenas 1,76% (c-Si) e 1,89% (CdTe) para os sistemas da CRO/5, apontando uma pequena perda para as condições de instalação proposta para a CRO/5 em comparação com sistemas em condições ideais de irradiação (ângulo azimutal zero e inclinação igual à latitude). Os sistemas apresentaram valores de *yield* bem inferiores aos valores encontrados na literatura (GASPARIN; KRENZINGER, 2017; NÓBREGA *et al.*, 2018; PACHECO; LAMBERTS, 2013). Novamente, tal discrepância provavelmente advém dos índices de irradiação diferentes que o arquivo climático do INMET traz em comparação com os outros bancos de dados (SCHELLER *et al.*, 2015).

Os valores do PR de acordo com a tecnologia foram iguais para as duas cidades. Os sistemas de CdTe ficaram um pouco melhores (0,81), mas ambos os sistemas tiveram valores semelhantes aos de sistemas bem projetados, estando acima dos valores obtidos em um estudo com dados reais de medição realizado na cidade de Itiquira, MT, e de Capivari de Baixo, SC, cidades com condições climáticas parecidas às das cidades em estudo (DO NASCIMENTO *et al.*, 2020).

A Fig. 5 apresenta uma análise mensal de geração para cada sistema em cada arquivo climático e a correspondência com a energia consumida mensal pelas edificações:

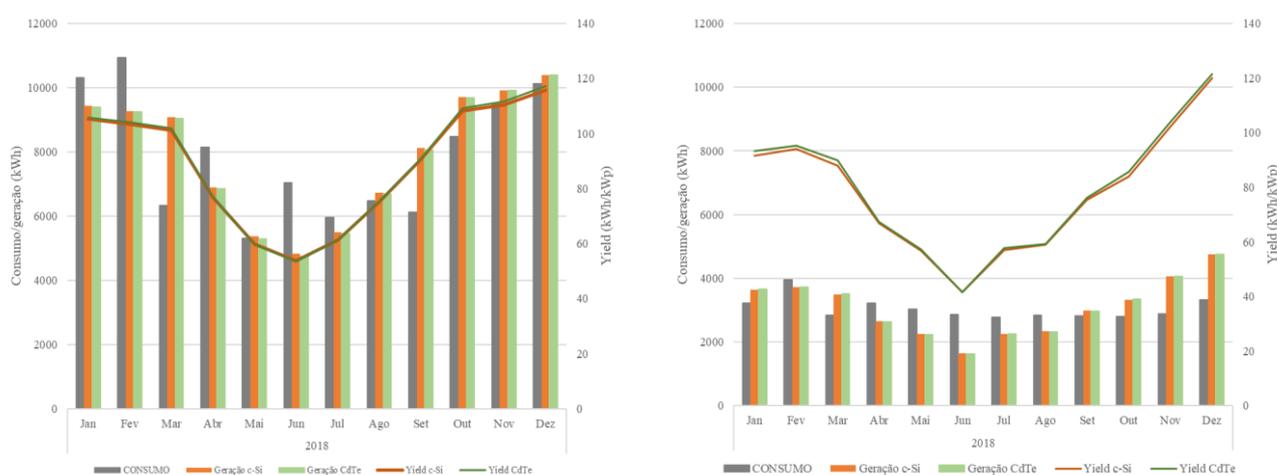


Figura 5 – Consumo, geração e *yield* mensal para os sistemas propostos: CRO/9 (esquerda) e CRO/5 (direita)

Com relação ao balanço energético, observou-se que para os sistemas propostos para a CRO/5, a geração nos meses de fevereiro e de abril a agosto foi inferior ao consumo das edificações, resultando em balanços mensais negativos, com menor valor de -5,77% em fevereiro no sistema de c-Si e maior valor de -43,33% em junho no sistema de CdTe. Nos demais meses do ano, o balanço foi positivo, com valores variando de 5,64% em setembro no sistema de CdTe a 43,14% em dezembro no sistema de c-Si. Nos meses de novembro e dezembro a quantidade de energia gerada é superior em, no mínimo, 40,36%, o consumo. Tais valores resultam em um balanço anual positivo (1,41% para c-Si e 1,53% para CdTe), o que possibilitaria a classificação da CRO/5 como EEZ.

No caso da CRO/9, o balanço energético ficou negativo em cinco meses (janeiro, fevereiro, abril, junho e julho) para o sistema de c-Si e em seis meses para o sistema de CdTe (os mesmos meses anteriores e maio). Seus valores foram menores que os da CRO/5, sendo o menor de -0,25% em maio no sistema de CdTe e o maior de -32,40% para junho do mesmo sistema. Nos outros meses, o balanço ficou positivo. Entretanto, o mês com maior excedente de geração foi março (43,48% para c-Si e 43,01% para CdTe), diferente do obtido para a edificação em Curitiba. Nos meses de novembro e dezembro, os valores de excedente variaram de 2,67% a 4,09%. Ambos os sistemas resultaram em balanços anuais positivos, com excedentes de 0,56% para c-Si e 0,08% para CdTe, possibilitando também a classificação como EEZ.

Ao comparar as tecnologias utilizadas por local, observou-se que os valores do *yield* para os módulos de CdTe em Curitiba foram sempre superiores aos de c-Si, exceto em junho (-0,12%). A diferença positiva variou entre 0,36% em agosto e 2,09% em março. Já para os sistemas instalados em Campo Grande, o sistema de CdTe apresentou maior produtividade que o de c-Si em todos os meses exceto em maio (-0,45%) e junho (-0,50%), e os valores foram mais próximos (diferença de apenas 0,05% em julho e de no máximo 1,06% em dezembro).

A comparação dos valores do *yield* por tecnologia resultou em valores para Campo Grande superiores aos de Curitiba em todos os meses, exceto em dezembro, para as duas tecnologias. As diferenças foram maiores que 27% em junho, agosto e outubro, chegando a 29,36% em junho para o sistema de c-Si. No mês de dezembro, o *yield* do c-Si em Curitiba foi de 119,99 kWh/kW contra 115,90 kWh/kW em Campo Grande (-3,41%) e do CdTe foi de 121,47 kWh/kW em Curitiba contra 117,14 kWh/kW em Campo Grande (-3,57%).

Ressalta-se que os quatro sistemas utilizaram áreas inferiores às coberturas disponíveis, sinalizando que as edificações podem, dependendo de análise financeira para verificar os sistemas com melhores custos-benefícios de

instalação e adequado sistema de compensação com a Concessionária, tornar-se uma edificação de energia positiva ao fazer uso das áreas de cobertura ainda disponíveis para instalar mais módulos fotovoltaicos e fornecer à rede da Concessionária o excedente de energia. Se o EB encontrar formas de viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos valendo-se das áreas de cobertura disponíveis, as instalações militares podem se tornar usinas de micro geração.

A Fig. 6 apresenta a comparação entre as médias mensais da temperatura das células fotovoltaicas dos sistemas e os respectivos *yield* mensais médios. Tal análise foi feita por conta da diferença climática entre as cidades em que os sistemas foram simulados e porque diversos estudos têm sinalizado a interferência da temperatura do ambiente na eficiência dos módulos (GASPARIN; KRENZINGER, 2017; NÓBREGA *et al.*, 2018; SABER *et al.*, 2014).

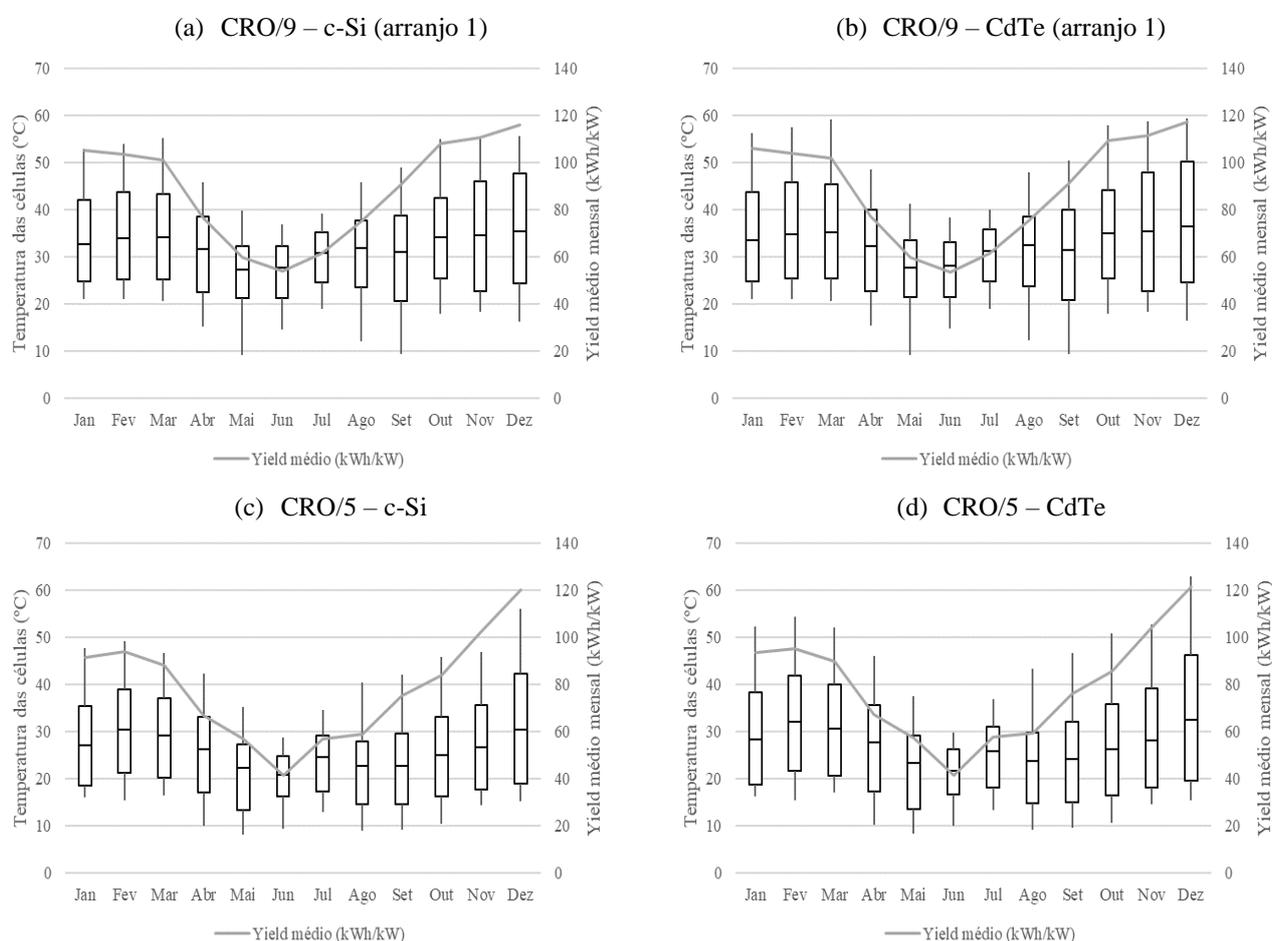


Figura 6 – Comparação entre o perfil mensal de temperatura das células e o *yield* médio mensal.

Observou-se que as células de CdTe atingiram temperaturas de operação maiores que as células de c-Si em ambas as cidades e isso não influenciou negativamente a produtividade do sistema. Nos meses de temperaturas mais altas, as temperaturas das células de CdTe foram bem superiores às de c-Si, entretanto, o *yield* desses sistemas foi maior. Nos meses mais quentes para Campo Grande (março e outubro), a produtividade dos sistemas de CdTe foi 0,68% e 0,95% maior, respectivamente. Nos meses mais quentes em Curitiba, o CdTe obteve produtividade maior: 1,28% (fevereiro) e 1,24% (dezembro). Dessa forma, as células de c-Si mostraram-se mais sensíveis à variação de temperatura e isso ocasionou pior desempenho em meses quentes, quando comparada com a geração dos sistemas de CdTe.

Nos meses mais frios, entretanto, as células de c-Si apresentaram melhor desempenho. Para Campo Grande, em maio e junho os valores de *yield* foram menores para CdTe (-0,45% e -0,50%, respectivamente) e para Curitiba, em junho, foi -0,12% inferior ao de c-Si. Diferente da tendência das temperaturas mais altas, as temperaturas de operação dos sistemas nos meses frios foi praticamente a mesma, mostrando que nessas condições, o c-Si apresentou melhor produtividade, mesmo sendo percentualmente quase nula a diferença. Entretanto, ao considerar a operação anual dos sistemas, as células de CdTe tiveram uma melhor produtividade que as de c-Si, além de apresentarem *Performance Ratio* melhores também, como citado anteriormente.

## 5. CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo foi analisar a viabilidade da integração de sistemas fotovoltaicos em duas edificações militares do Exército Brasileiro localizadas em Campo Grande e Curitiba, de forma a suprir a demanda energética anual tornando-as EEZ. Os consumos das edificações foram obtidos pelas faturas de energia e a simulação dos sistemas fotovoltaicos foram realizadas no *software* SAM.

As duas tecnologias de módulos fotovoltaicos simuladas para geração de energia nos locais – silício policristalino e telureto de cádmio – resultaram em sistemas de geração capazes de suprir todo o consumo das edificações com a utilização de áreas inferiores à disponível na cobertura das edificações. Os sistemas com melhores desempenhos foram os de CdTe e o de piores desempenhos foram os de c-Si para ambos os locais. Os *Performance Ratios* foram iguais para os dois locais (0,80 para c-Si e 0,81 para CdTe), valores desse parâmetro para sistemas bem projetados.

Realizou-se também a análise da geração mensal dos quatro sistemas. Os sistemas de Campo Grande apresentaram desempenho melhor que os de Curitiba. Em junho, mês com menor irradiação, a geração foi cerca de 30% menor que o consumo. O balanço mensal de Curitiba tem diferenças percentuais maiores que os de Campo Grande, mas mesmo assim a geração nos meses de melhor irradiação compensa com sobras o consumo anual.

A produtividade (*yield*) e o Fator de Capacidade dos sistemas, entretanto, foram menores que os valores esperados para cidades brasileiras encontrados em outros trabalhos. Não foi encontrada significativa redução na produtividade ao simular os mesmos sistemas em condições ideais de geração (ângulo azimutal zero e inclinação igual a latitude). Com relação ao desempenho dos sistemas levando em consideração as temperaturas das células, observou-se que as células de CdTe atingiram temperaturas bem superiores às células de c-Si e mesmo assim apresentaram produtividades superiores às das células de c-Si. Em meses com menores temperaturas, as células de c-Si tiveram pequena vantagem sobre as de CdTe. Anualmente, entretanto, as células de CdTe foram menos sensíveis a variações de temperatura e mais produtivas que as de c-Si.

Os sistemas de Campo Grande apresentaram maiores perdas ao comparar-se os *yield* simulados e os de referência, indicando que há perdas consideráveis nos arranjos projetados. Em Curitiba, entretanto, a diferença foi bem pequena.

Trabalhos futuros serão úteis se analisarem a influência da sobrecarga do inversor na produtividade do sistema e se novas configurações do sistema forem propostas, levando em consideração maior integração com a volumetria das edificações, especialmente na CRO/9. Além disso, se forem disponíveis dados horários de consumo, pode-se analisar a compatibilidade das curvas de geração e perfil de consumo horários e diários.

### Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001. Os autores também agradecem ao Exército Brasileiro pelo investimento em pesquisa e desenvolvimento na área de eficiência energética, bem como a cooperação dos chefes da Comissão de Obras da 5ª Região Militar e da 9ª Região Militar, em especial ao 1º Ten Bruno Neves pela ajuda na obtenção dos dados da CRO/5 e à Concessionária Energisa MS pela disponibilização dos dados de consumo da CRO/9. Soli Deo Gloria.

### REFERÊNCIAS

- ANEEL. Resolução Normativa No 482. ELÉTRICA, A. N. D. E. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012
- \_\_\_\_\_. Resolução Normativa No 687. ELÉTRICA, A. N. D. E. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015
- \_\_\_\_\_. Unidades consumidoras com geração distribuída. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em: 3 fev. 2020.
- CA. Gastos com energia elétrica em prédios públicos somaram R\$ 2,6 bi em 2016. Disponível em: <<http://agenciacontasabertas.com.br/noticia/cai-gasto-com-energia-eletrica-em-predios-publicos>>. Acesso em: 12 jul. 2019.
- CASTRO, Roberto Portela De. OPUS: O BIM no Exército Brasileiro. Seminário BIM em Obras Públicas de 2016, 2016.
- 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>>.
- 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.
- 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.
- DO NASCIMENTO, Lucas Rafael et al. Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. *Solar Energy*, v. 186, n. January, p. 370–381, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>>.
- EB. Boletim do Exército no 15/2019. 12 de abril de 2019. 2019a.
- \_\_\_\_\_. 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](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)>.
- EPE. Balanço Energético Nacional 2019. ENERGIA, M. D. M. E. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2019. 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.
- 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.

- FOSSATI, Michele; MORISHITA, Claudia; LAMBERTS, Roberto. A eficiência energética em edificações e a regulamentação Brasil. *RBBE Revista Brasileira de Eficiência Energética*, v. 01, n. 01, p. 1–14, 2011.
- GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. *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>>.
- IEA. Energy efficiency indicators July 2019 Edition Database documentation. [S.l.: s.n.], 2019. Disponível em: <[https://www.iea.org/t\\_c/termsandconditions/](https://www.iea.org/t_c/termsandconditions/)>. Acesso em: 19 jul. 2019.
- INMET. Weather Data by Location All Regions - South America WMO Region 3 - Brazil Weather Data Download - Campo Grande Intl AP 868100 (INMET) e Curitiba 838420 (INMET). Disponível em: <[https://energyplus.net/weather-location/south\\_america\\_wmo\\_region\\_3/BRA/](https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA/)>.
- KRASNHAK, Larissa Barbosa; JUNIOR, Jair Urbanetz. Proposta de retrofit no sistema de iluminação e estudo de geração fotovoltaica em um dos blocos da UTFPR em Curitiba. *Energia solar e eólica* 2, p. 213–228, 2019.
- 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>>.
- MARIANO, Juliana D Angela. Análise do potencial da geração de energia fotovoltaica para redução dos picos de demanda e contribuição energética nas edificações da UTFPR em Curitiba. 2017.
- 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](http://www.bdex.eb.mil.br/jspui/bitstream/123456789/2896/1/MO_5897_-_MAYER.pdf)>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- MELLO, Arthur Durigon. Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede a partir da determinação de índices de mérito. UFSC, 2016.
- NAKABAYASHI, Renny Kunizo. Microgeração Fotovoltaica No Brasil : Condições Atuais E Perspectivas Futuras. Instituto De Energia E Ambiente Programa De Pós-Graduação Em Energia, 2014.
- NÓBREGA, Balduino 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. SAM - System Advisory Model. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>.
- PACHECO, Miguel; LAMBERTS, Roberto. Assessment of technical and economical viability for large-scale conversion of single family residential buildings into zero energy buildings in Brazil: Climatic and cultural considerations. *Energy Policy*, v. 63, n. 2013, p. 716–725, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.133>>.
- 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>>.
- SHELLER, Camila et al. Análise de arquivos climáticos para a simulação do desempenho energético das edificações. Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações (CB3E), 2015.
- SORGATO, M. J.; SCHNEIDER, K.; RÜTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. *Renewable Energy*, v. 118, p. 84–98, 2018. Disponível em: <[10.1016/j.renene.2017.10.091](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.091)>.
- U.S. ARMY. Energy Security Sustainability (ES2) Strategy. 2015. Disponível em: <<https://www.army.mil/e2/c/downloads/394128.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2019.
- ZOMER, Clarissa Debiazi. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações. UFSC, 2014.

## PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ANALYSIS FOR MILITARY BUILDINGS IN DIFFERENT CLIMATE

**Abstract.** *In recent years, interest has grown in the integration of photovoltaic generation systems in buildings in Brazil. This integration harnesses the generation potential of buildings and contributes to reducing the high energy demand of buildings. If the systems could generate locally an amount of energy at least equal to the annual consumption, the building can be classified as Zero Energy. Under the jurisdiction of the Brazilian Army is many public buildings that, instead of being considered just energy consumers, have great potential for power generation. This study analyzed the feasibility of integrating photovoltaic systems in two military buildings - one in Campo Grande, MS, and one in Curitiba, PR - capable of supplying the respective consumptions annually, so that the buildings became of zero energy. The consumption of peak and off-peak buildings was used for one year for the sizing of photovoltaic systems. The system generation and performance simulations were made in SAM, considering two different module technologies - polycrystalline silicon and cadmium telluride. The proposed systems used area less than the coverage of buildings and had performance rates ranging from 80% to 81%. The yield ranged from 935 kWh/kW to 1,068 kWh/kW. The Campo Grande system had better monthly energy balances than Curitiba. The yield of CdTe systems had higher values in both cities. The effects of photovoltaic cell temperatures were also considered, and it was noticed that CdTe cells reached higher temperatures than c-Si, but their productivities were higher than c-Si, indicating lower CdTe cells sensitivity at high temperatures.*

**Key words:** SAM, photovoltaic cell temperature, ZEB