

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO PRIMEIRO SFCCR INSTALADO EM EDIFICAÇÃO COMERCIAL NA CIDADE DE BELÉM, ESTADO DO PARÁ, APÓS OS PRIMEIROS 20 MESES DE OPERAÇÃO MONITORADA

Luis Carlos Macedo Blasques – blasques@ifpa.edu.br
 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará – IFPA
Silvio Bispo do Vale – bispo@ufpa.br
Renato Luz Cavalcante – renatolc@ufpa.br
 Universidade Federal do Pará – UFPA

Resumo. O presente trabalho apresenta a análise de desempenho real do primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCCR) instalado em um prédio comercial na cidade de Belém, estado do Pará, após os primeiros vinte meses de operação monitorada. Os bons resultados preliminares conduziram à expansão do sistema, com triplicação da capacidade inicialmente instalada, com o comissionamento desta expansão sendo recém concluído. O trabalho apresenta os principais indicadores de desempenho energético da primeira instalação, avalia as perdas de dimensionamento e de operação, avalia a evolução dos dados do sistema com o tempo, e apresenta uma breve análise econômica, comparando os custos da primeira instalação com a expansão, decorridos aproximadamente 2 anos entre elas. O sistema objeto do presente estudo apresenta capacidade instalada de 12,6 kWp, sendo composto por 60 módulos de 210 Wp cada, 3 inversores de 3,8 kW cada, além de demais acessórios de instalação. Os resultados da análise operacional indicam fator de capacidade médio de 13,8 %, produtividade (yield) média mensal de 101,05 kWh/kWp, e desempenho global (performance ratio) médio de 69,5 %, com medições compreendendo o período entre março de 2012 e outubro de 2013. O sistema gerou neste período uma energia média mensal de 1.273 kWh, representando aproximadamente 13 % do consumo da edificação. A avaliação econômica aponta para uma redução de custos de instalação, em 2 anos, de aproximadamente R\$ 4.400,00/kW.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Dados Operacionais, Análise Econômica

1. INTRODUÇÃO

A capacidade fotovoltaica (FV) mundial alcançou, ao final de 2012, a marca histórica de 100 GW instalados. Mesmo com a crise econômica e a consolidação da indústria FV, a expansão verificada em 2012, representada pela adição de novos 31,1 GW de capacidade, acompanhou o crescimento verificado em 2011, de 30,4 GW. A Associação da Indústria Fotovoltaica Europeia (EPIA, sigla em inglês para “*European Photovoltaic Industry Association*”) prevê uma expansão ainda mais significativa em projeções para 2017. Um cenário pessimista projeta, para este ano, um total de 288 GW instalados, enquanto um cenário otimista prevê uma capacidade total instalada de 422 GW para 2017, conforme ilustra a Fig. 1 (EPIA, 2013). Destes números, quase a totalidade é referente a instalações de sistemas FV conectados à rede elétrica (SFCCR).

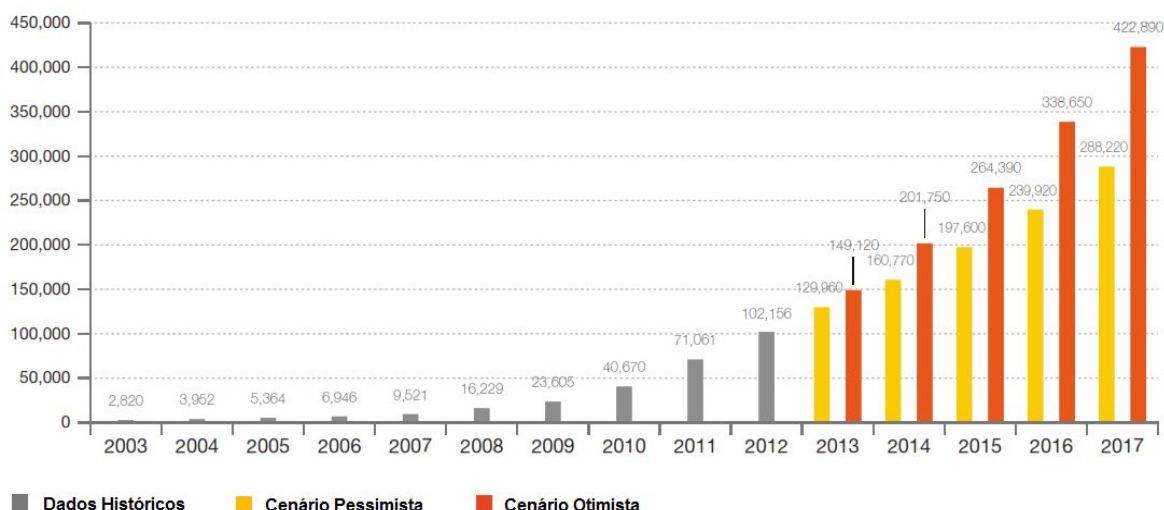


Figura 1 – Capacidade FV mundial instalada.

O Brasil vem, aos poucos, buscando espaço neste cenário, principalmente após a publicação da Resolução nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que regulamentou a instalação de sistemas FV e a partir de outras fontes renováveis como forma de geração distribuída no país. No entanto, nota-se ainda que grande parte da capacidade instalada e em instalação no país é resultado de ações pontuais, como os estádios solares, motivados pelos investimentos da Copa do Mundo de Futebol de 2014, o Projeto de P&D Estratégico Nº 013/2011 - Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética, da ANEEL, onde está prevista a inserção de novos 24,4 MW FV no país, além de outros projetos de P&D.

Atualmente, no Brasil, a capacidade FV instalada, efetivamente em operação e registrada na ANEEL, concentra-se em 3 grandes centrais: a usina FV do grupo MPX, de 1 MWp, instalada no município de Tauá, Ceará (iniciativa privada), a usina do estádio de Pituaçu, de 404 kWp, em Salvador, Bahia (Programa de Eficiência Energética da distribuidora local, Coelba), e a usina FV de Tanquinho, de 1,1 MWp, em Campinas, São Paulo (P&D Estratégico Nº 013). Já constam, no Banco de Informações de Geração, da ANEEL, 30 projetos de propriedade de pessoas físicas ou jurídicas, registrados no âmbito da Resolução 482 (ANEEL, 2013). No entanto, nenhum deles está localizado na Região Norte, o que se caracteriza como uma das motivações do presente trabalho. Vale ressaltar que, hoje, no Pará, se tem conhecimento de 2 sistemas em operação que atendem à Resolução 482, incluindo o aqui estudado; porém, ambos ainda não obtiveram registro na distribuidora local e na ANEEL.

2. INFORMAÇÕES DO SFCR DA UNICRED BELÉM

O prédio comercial da UNICRED está localizado na região central da cidade de Belém, estado do Pará, sob as coordenadas geográficas aproximadas de 1°26' S e 48°28' O.

A primeira iniciativa de instalação FV na UNICRED ocorreu em 2011, com o primeiro sistema, de 12,6 kWp, sendo comissionado em setembro daquele ano. O sistema é composto por 60 módulos FV de silício policristalino de 210 Wp cada, instalados em área de laje na cobertura do prédio, sobre estruturas de alumínio, conferindo aos módulos inclinação aproximada de 10°, além de 3 inversores de 3,8 kW cada, dispositivos de proteção contra surtos, sistema de monitoração e demais acessórios (Blasques e Vale, 2012). Face aos bons resultados preliminares do sistema, os dirigentes da empresa decidiram por investir na ampliação do sistema, com a quase triplicação da capacidade inicialmente instalada. Em outubro de 2013 foi concluída a instalação de novos 34,56 kWp de geração FV, composta por 144 módulos de silício policristalino de 240 Wp cada, instalados em estrutura sobre a área de telhado do prédio, com inclinação aproximada também de 10°, além de 2 inversores de 15 kW cada, e demais acessórios. Atualmente, o prédio da UNICRED conta com uma potência FV total instalada de 47,16 kWp, com estimativas de suprimento de aproximadamente 50 % da energia consumida pelo prédio. O sistema de monitoração da primeira instalação foi instalado em fevereiro de 2012, enquanto o da expansão foi instalado somente no final do mês de novembro de 2013, razão pela qual o presente trabalho, em termos de desempenho energético, se concentrará na primeira instalação, nos 20 meses compreendidos entre março de 2012 e outubro de 2013, com a expansão sendo utilizada apenas para fins de comparativo econômico. A Fig. 2 apresenta capa do jornal da UNICRED, edição de novembro de 2013, com destaque para a conclusão do sistema FV, e a Fig. 3 apresenta fotografia com vista aérea do sistema completo, com a divisão entre os sistemas instalados na primeira etapa e na expansão.



Figura 2 – Capa do jornal da UNICRED.



Figura 3 – Vista área do SFCR da UNICRED, com destaque para o sistema instalado na primeira etapa (em vermelho) e o instalado na expansão (em verde).

3. DADOS OPERACIONAIS DO SISTEMA

O SFCR da UNICRED está sendo monitorado continuamente desde o dia 20 de fevereiro de 2012 até o presente, através de sistema de monitoração dedicado dos próprios inversores. Os dados são basicamente associados ao circuito de corrente alternada (c.a.), e expressam os valores de energia gerada na saída dos 3 inversores, integralizados em valores globais. Não há sistemas de monitoração de irradiância no local, porém, para fins de análise, os dados de irradiância aqui utilizados são obtidos de um piranômetro instalado também em Belém, a 5 km de distância do prédio da UNICRED.

Esta seção apresenta os dados efetivamente medidos e avalia a operação do sistema durante o período de vinte meses. No próximo item serão avaliadas as perdas de produtividade do sistema, desde as perdas características do sistema, presentes já na etapa de dimensionamento, até as perdas variáveis, relacionadas ao sombreamento e às perdas por falta de manutenção. Os valores calculados são então comparados aos dados de monitoração, para fins de avaliação de desempenho do sistema.

Os dados aqui apresentados referem-se ao período de 20 meses de operação monitorada completa do sistema, entre 1 de março de 2012 e 31 de outubro de 2013. A Tab. 1 apresenta um resumo dos dados do período.

Tabela 1 – Dados de geração FV registrados no período de 20 meses.

Energia Gerada Total (MWh)	25,46
Energia Diária Média (kWh)	42,44
Energia Mensal Média (kWh)	1.273,23
Potência Máxima Instantânea verificada (kW)	10,64
Produtividade Média Diária – Y_{Fdia} (kWh/kWp)	3,31
Produtividade Média Mensal – $Y_{Fmês}$ (kWh/kWp)	101,05
Desempenho Global – PR (%)	69,55
Fator de Capacidade – FC (%)	13,80

Em termos anuais, são definidos dois períodos, um de março de 2012 a fevereiro de 2013 (12 meses), chamado de Ano 1, e outro de março a outubro de 2013 (8 meses), chamado de Ano 2. O fator de capacidade mensal apresentou máximo em agosto de 2012, de 16,5 %, e mínimo de 11,6 % em março de 2013. A energia gerada pelo sistema apresenta comportamento idêntico ao do fator de capacidade, mas é um dado importante a ser considerado, pois é o indicador mais palpável de um sistema de geração de eletricidade. O máximo valor gerado, assim como o fator de capacidade, também foi observado em agosto de 2012: 1.547,91 kWh. O mínimo foi verificado em fevereiro de 2013, 1.000,43 kWh. A Fig. 4 apresenta os valores mensais do fator de capacidade do sistema, observando-se que os valores são condizentes com a variação mensal dos níveis de irradiância medidos em Belém.

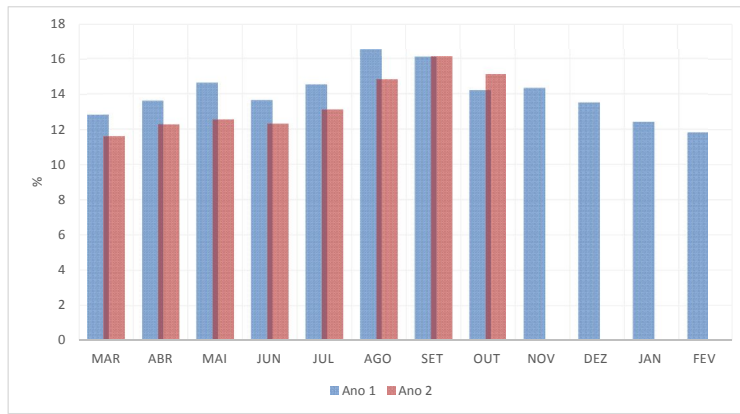


Figura 3 – Fator de capacidade mensal do SFCR da UNICRED.

Os dados que melhor expressam o real desempenho de um SFCR são o fator de desempenho (PR – *Performance Ratio*) e a produtividade média (Y_F – *yield*). O PR médio do sistema indica a relação entre a produtividade real do sistema e a produtividade de referência, neste caso obtida a partir de dados reais medidos por um piranômetro, como já citado anteriormente. O *yield* é a produção real de energia por kWp instalado. As Fig. 4 e 5 apresentam os valores médios de PR e Y_F , respectivamente. Na Fig. 4 o PR, como já esperado, apresenta menor variação mensal do que o fator de capacidade; porém, o fato da irradiância não ser coletada no exato local de instalação do sistema justifica as variações, principalmente em função da oscilação dos níveis de sombreamento entre os meses. Na Fig. 5, o *yield* do sistema é comparado com o *yield* de referência (Y_R), onde nota-se também uma relação homogênea entre os dois valores. Os maiores valores médios de ambos os indicadores também foram verificados em agosto de 2012 (PR = 76,9 % e $Y_F = 122,85$ kWh/kWp), e os menores valores foram verificados em junho de 2013 para o PR (63,0 %) e fevereiro de 2013 para o Y_F (79,40 kWh/kWp).

O valor médio de 69,5 % do PR para o período pode ser considerado levemente inferior à média histórica de sistemas com características semelhantes (Reich et al., 2012). A avaliação dos possíveis motivos que levam a este fato é apresentada na próxima seção.

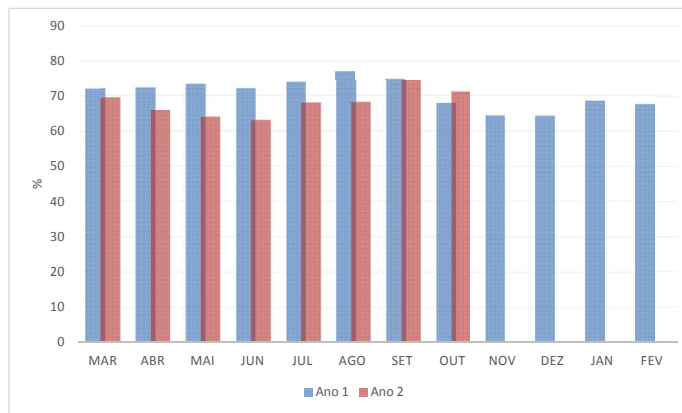


Figura 5 – Desempenho global médio do sistema (PR).

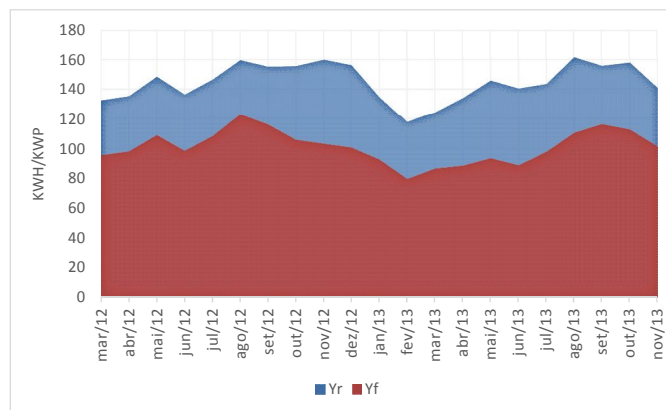


Figura 6 – Comportamento dos valores mensais de Y_R e Y_F .

4. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SISTEMA

As perdas presentes no SFCR da UNICRED são aqui divididas em perdas características e perdas variáveis. As primeiras são basicamente associadas à eficiência de conversão, relacionada às perdas de autoconsumo e de carregamento do inversor, à eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (SPMP), também do inversor, e às perdas por temperatura do módulo. Tais perdas são denominadas de características pois são impossíveis de serem eliminadas, somente sendo possível sua minimização, e estão presentes em todos os SFCRs. As perdas variáveis são aquelas que podem ser eliminadas, e dependem basicamente de agentes externos, como as relacionadas a perdas por sombreamento e perdas de produtividade do módulo em função de manutenção precária. A redução anual da produção energética dos módulos, indicada como 0,5 % por algumas referências (MME, 2009), não é aqui considerada em função da monitoração não ter completado o segundo ano.

Perdas características. Este conjunto de perdas é dividido em eficiência de conversão e perdas por temperatura. As primeiras são diretamente relacionadas à etapa de dimensionamento do sistema e à escolha da relação módulo FV-inversor mais adequada em termos de potência e tensão. O primeiro ponto de dimensionamento é a determinação do fator de dimensionamento do inversor (FDI), definido como a relação entre a potência nominal do inversor (P_{INV}) e a potência nominal do gerador FV (P_{FV}) (Macêdo, 2006). O FDI selecionado para o sistema foi de 0,9 ($P_{INV} = 11,4$ kW; $P_{FV} = 12,6$ kWp), considerado adequado para a Região Norte, segundo Rampinelli (2010), que indica FDI entre 0,9 e 1 para regiões de baixa latitude. A Fig. 7(a) apresenta a variação de Y_F para diferentes valores de FDI, com destaque para o valor máximo teórico de Y_F (1.442 kWh/kWp), verificado para FDI igual a 0,9.

O segundo passo para avaliação das perdas de conversão, estas relacionadas à eficiência do inversor, é a determinação da tensão nominal do sistema FV. O catálogo do fabricante do inversor determina faixa de tensão c.c. de máxima potência entre 200 e 400 V, e a tensão nominal do sistema em questão é 266 V. A Fig. 7(b) apresenta a curva de eficiência do inversor em função da potência c.a. e em função da tensão c.c. de máxima potência (quadro interno menor). A partir desta curva e de dados medidos para este mesmo inversor (Haerberlin et al., 2006), determina-se as eficiências para potências normalizadas ($P_{saída}/P_{INV}$) iguais a 1 (93,8 %), 0,5 (95 %) e 0,1 (91,8 %). Nota-se que na pior condição, as perdas devidas à eficiência do inversor, 8,2 %, são consideradas razoáveis. Haerberlin et al. (2006) também determinam a eficiência do SPMP para este inversor, igual a 99,7 %.

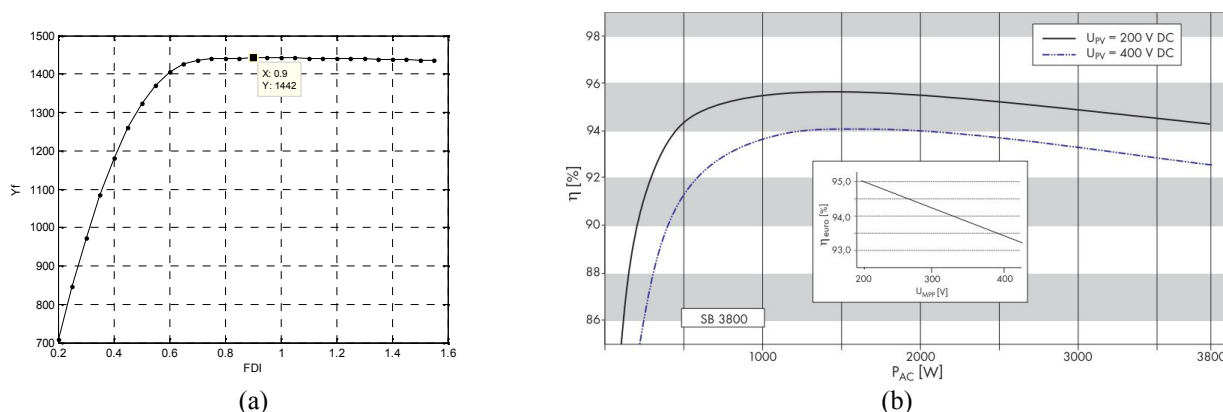


Figura 7 – Curvas de eficiência do inversor do SFCR da UNICRED: (a) Y_F versus FDI, e (b) eficiência versus potência c.a. e versus tensão de máxima potência.

As perdas por temperatura são calculadas com base no modelo apresentado por Zilles et al. (2012), sendo utilizados dados de irradiância medidos e de temperatura obtidos do programa METEONORM®. Os valores são calculados em base horária; e o valor médio anual calculado foi de 8,1 % de perdas em função da temperatura.

Perdas variáveis. Este conjunto de perdas é de definição mais complexa, pois envolve questões que variam periodicamente e estão sujeitas a fatores externos, como projeção de sombra sobre os módulos devido a obstáculos no entorno da edificação, ou devido ao acúmulo de sujeira na superfície dos módulos em função de manutenção precária. Estas duas condições são verificadas no SFCR da UNICRED, e são aqui estimadas.

Condições de sombreamento em SFCR urbanos são problemas típicos e que muitas vezes não podem ser completamente evitados. A cidade de Belém, especialmente, possui um mercado imobiliário atualmente aquecido, com predominância de empreendimentos verticais que são diariamente construídos, em função de ainda haver bastante área na cidade com características propícias à construção de prédios altos. O SFCR da UNICRED sofreu de forma particular com este cenário, visto que entre o início da instalação da primeira etapa do sistema (julho de 2011) e os dias atuais (dezembro de 2013), três prédios altos tiveram sua construção iniciada no entorno do prédio da UNICRED. Um deles, de 25 andares, atinge de forma mais crítica a primeira instalação, objeto do presente trabalho, e os outros dois impactam somente o sistema da segunda etapa (expansão).

Além deste prédio, que sombreia o sistema FV em parte do período da tarde em algumas épocas do ano, próximas ao solstício de verão no hemisfério sul, a caixa d'água do próprio prédio também causa um pequeno sombreamento no início da manhã, maior no período próximo ao solstício de inverno. A Fig. 8 apresenta uma planta tridimensional do

prédio da UNICRED, com projeção de sombras dos dois obstáculos citados. Em (a) e (b) são mostradas sombras no horário de 9 h, nos dias 21 de junho e 21 de dezembro, representado os solstícios de inverno e verão, respectivamente. Em (c) e (d) são mostradas sombras no horário de 16 h, também nos dias 21 de junho e 21 de dezembro.

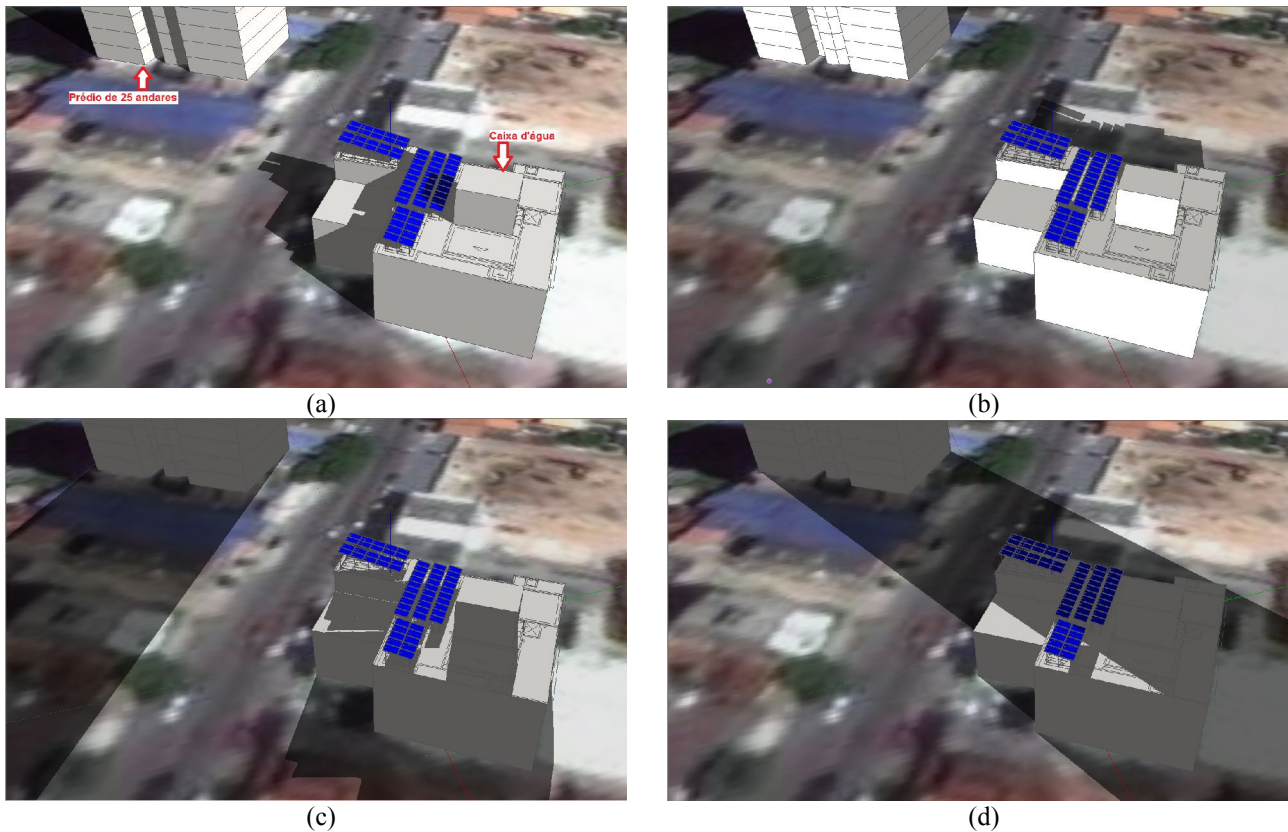


Figura 8 – Projeções de sombra no SFCR da UNICRED nos dias e horários de (a) 21 de junho às 9 h; (b) 21 de dezembro às 9 h; (c) 21 de junho às 16 h; e (d) 21 de dezembro às 16 h.

As perdas médias anuais de sombreamento são da ordem de 9,6 %, com máximo verificado nos meses de novembro e dezembro (17,22 %) e mínimo em agosto (0,78 %).

As perdas devidas ao acúmulo de sujeira na superfície dos módulos são aqui consideradas por ter se observado, entre a primeira e a segunda instalação, que os módulos inicialmente instalados não passaram por manutenção adequada e estavam consideravelmente sujos, devido principalmente à poeira das obras dos edifícios vizinhos. Para fins de análise, e em função da dificuldade em se determinar estas perdas, elas foram definidas pela diferença entre a energia teórica calculada (E_{REAL-T}), consideradas todas as demais perdas, e a energia real medida (E_{REAL-M}). As Eq. (1) e (2) apresentam a metodologia de cálculo.

$$E_{REAL-T} = E_0 - \left[E_0 * \left(\frac{P_{INV} + P_{TEMP} + P_{SOMB}}{100} \right) \right] \quad (1)$$

$$P_{MANUT} = \left(\frac{E_{REAL-T} - E_{REAL-M}}{E_{REAL-T}} \right) * 100 \quad (2)$$

Sendo E_0 a energia real teórica proporcional à irradiância incidente, desconsideradas todas as perdas, em kWh; P_{INV} as perdas de eficiência do inversor; P_{TEMP} as perdas por temperatura; P_{SOMB} as perdas devidas ao sombreamento; e P_{MANUT} as perdas devidas ao acúmulo de sujeira por falta de manutenção. Todas as perdas são expressas em percentuais.

A Tab. 2 apresenta um comparativo entre a energia real medida (E_{REAL-M}), a energia real teórica (E_{REAL-T}), e a energia teórica com base em modelo apresentado por Zilles et al. (2012) (E_{MODEL}), todas em kWh e em base anual. Como alguns modelos disponíveis na literatura não consideram fatores de perdas variáveis, como as devidas ao sombreamento e à falta de manutenção, eles podem superestimar a geração em alguns casos. Esta análise é reforçada pela própria estimativa de geração deste sistema, apresentada por Blasques e Vale (2012) no início de sua operação monitorada, onde foi estimado um *yield* anual de 1.363 kWh/kWp, o que geraria um total anual de 17.173,8 kWh, 10,5 % superior à energia real medida.

Tabela 2 – Comparativo da energia anual gerada teórica e real.

	E_{REAL_M}	E_{REAL_T}	E_{MODEL}
Energia gerada anual (kWh)	15.474,49	16.143,46	17.110,00
Erro em relação à E_{REAL_M} (%)	-	4,14	10,07

O erro de 4,14 % entre E_{REAL_T} e E_{REAL_M} é justificado pela não consideração das perdas por falta de manutenção no primeiro, e o erro de 10,07 % entre E_{MODEL} e E_{REAL_M} é justificado pela não consideração das perdas devidas ao sombreamento e por falta de manutenção em E_{MODEL} . Ressalta-se aqui que as perdas no cabeamento não foram consideradas por terem apresentado baixíssimos valores no circuito c.c., e não serem observadas no circuito c.a., já que a energia real medida é obtida na saída dos inversores.

A Fig. 9 apresenta um gráfico comparativo entre os valores aqui apresentados. Os valores de janeiro e fevereiro referem-se ao ano de 2013, e os demais ao ano de 2012. As perdas devidas à eficiência do inversor não são apresentadas por serem consideradas constantes mês a mês. Nos valores de perdas por sombreamento pode ser notada a influência mais significativa do sombreamento do prédio vizinho, verificado principalmente nos meses de outubro de um ano a fevereiro do seguinte, como observado anteriormente na Fig. 8.

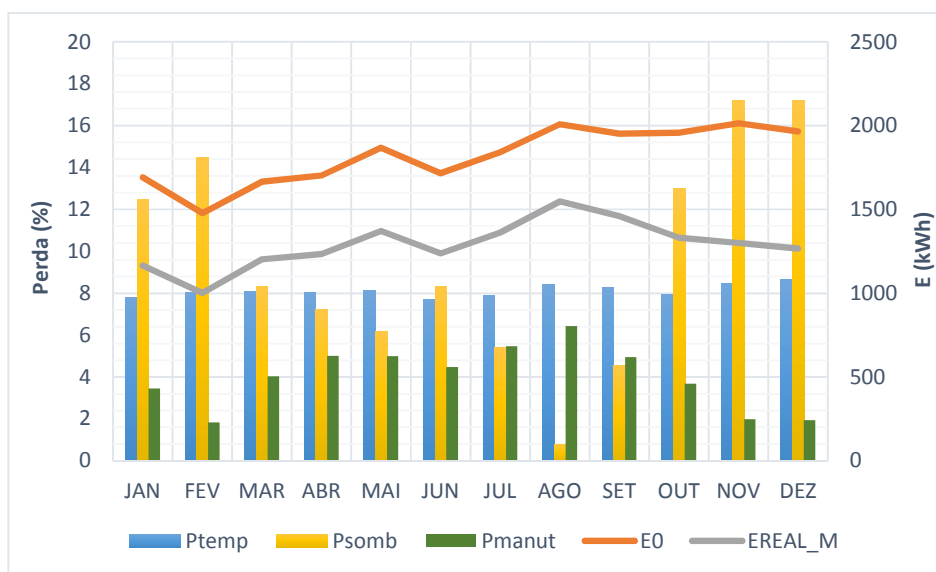


Figura 9 – Gráfico da energia gerada (linhas) e das perdas (barras) presentes no SFCR da UNICRED.

A comparação entre os resultados dos 12 meses do ano, apresentados acima, indica variação de 12,6 % do PR entre o mês que apresentou o menor valor – dezembro, 64,4 % – e o que apresentou maior valor – agosto, 77,1 %. Esta variação, considerada alta, é justificada pela influência das perdas por sombreamento, maiores em dezembro e menores em agosto. A análise das perdas devidas ao acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, apesar de sua difícil avaliação, demonstrou valor coerente, pois atingiu seu máximo em agosto, logo após os módulos passarem por uma limpeza, o que reduziu bastante as perdas nos meses seguintes. Se estas duas perdas, aqui consideradas como variáveis, fossem desconsideradas, a variação do PR do sistema reduziria para apenas 1,1 %.

5. COMPARATIVO ECONÔMICO

Sabendo-se da escassez de informações com relação a custos de SFCR no Brasil, e aproveitando que dois sistemas foram instalados em um mesmo prédio com intervalo de 2 anos entre eles, a presente seção apresenta um breve comparativo econômico entre as duas instalações. Como já citado, repete-se aqui que os dados técnicos da expansão do sistema não foram considerados no presente trabalho por não se dispor ainda de dados de monitoração consolidados.

Blasques e Vale (2012) apresentaram a análise econômica do primeiro sistema, resultando em custos totais de instalação de R\$ 140.342,51, ou R\$ 11.138,29/kWp. O custo da energia é aqui recalculado, considerando o valor real de energia medido no ano, de 15.474,49 kWh, e desconsiderando custos de manutenção, uma vez que tal custo de fato não foi verificado na instalação. Com a redução da energia gerada e a também redução de custos anuais de manutenção, o custo da energia pouco se alterou, ficando agora em R\$ 0,71/kWh, um centavo menor do que na simulação inicial.

A expansão do sistema apresentou potência instalada aproximadamente 3 vezes maior do que a primeira instalação, com módulos de mesmo fabricante, de potência unitária levemente superior, e inversores de maior capacidade unitária, 2 de 15 kW contra 3 de 3,8 kW. Os módulos apresentaram redução de custos de R\$ 2,25/Wp, reduzindo de R\$ 6,00/Wp na primeira instalação para R\$ 3,75/Wp na segunda. A redução no custo por capacidade de

potência dos inversores foi ainda mais significativa, caindo praticamente à metade, de R\$ 2,59/W para R\$ 1,30/W, ambos incluindo sistemas de monitoração integrados. Os demais custos (estruturas de suporte dos módulos, acessórios de instalação elétrica e projeto e instalação) são menos impactantes.

Os custos totais de instalação da expansão foram de R\$ 232.388,09, ou R\$ 6.724,19/kWp. Este valor representa um deságio de R\$ 4.414,10 (39,6 %) com relação à primeira instalação. Utilizando as mesmas premissas de cálculo do custo da energia, inclusive o *yield* médio anual, a expansão apresenta valor de custo da energia igual a R\$ 0,43/kWh.

A Fig. 10 apresenta dois gráficos com percentuais da participação de cada tipo de item (equipamento, material, serviço) nos custos totais das duas instalações. Nota-se nos gráficos que, apesar da redução de custos entre as duas instalações, os percentuais de participação de cada componente se mantêm razoavelmente constantes. As maiores variações foram verificadas nos inversores, já comentada, e nas estruturas de suporte dos módulos, que justifica-se pelo fato dos módulos da expansão terem sido instalados sobre área de telhado, necessitando de mais elementos de estrutura do que os da primeira, instalados sobre laje.

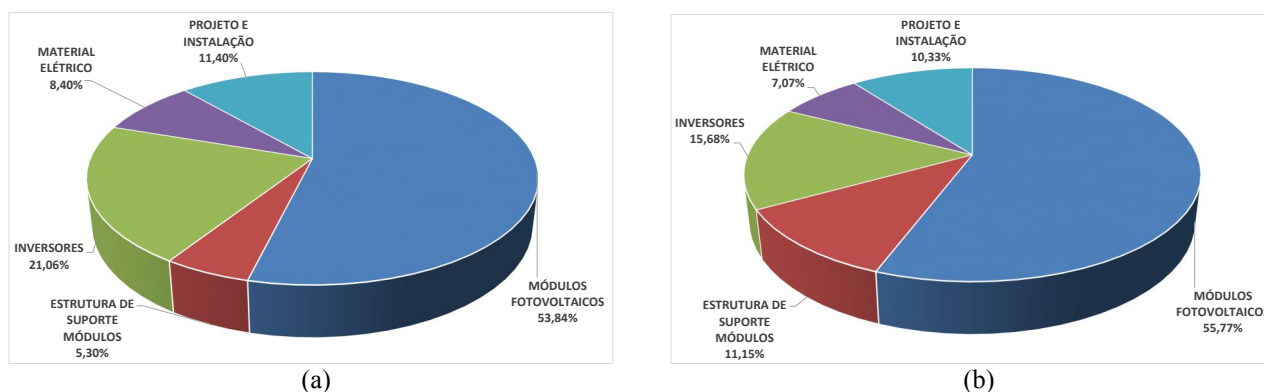


Figura 10 – Gráficos comparativos com percentuais de participação de cada tipo de item nos custos totais dos dois SFCRs; em (a) a primeira instalação e em (b) a expansão.

6. CONCLUSÕES

Sistemas FV conectados à rede, instalados como forma de geração distribuída e integrados a edificações localizadas em centros urbanos, são atualmente uma realidade no mundo inteiro. O Brasil, apesar de também fazer parte desta realidade, ainda tem poucos sistemas reais, sujeitos a situações típicas do dia a dia, instalados e monitorados. Na Região Norte, estas instalações são ainda mais escassas. O presente trabalho teve como principal objetivo a apresentação destes resultados reais, e o impacto que cada elemento do sistema possui em seu desempenho, além de avaliar de forma sucinta o impacto econômico destas instalações ao longo do tempo.

O *Performance Ratio* do sistema, para o período completo de 20 meses, pode ser considerado apenas razoável, já que o valor, de 69,55 %, é influenciado por erros de medição, uma vez que a irradiância é medida por um piranômetro não instalado no mesmo local do sistema, e por fatores de sombreamento e falta de manutenção. Reich et al. (2012) indicam redução média de 2 a 4 % no PR quando calculados com dados de irradiância obtidos por piranômetros, em comparação com dados obtidos por células de referência. Inserindo-se o erro da distância entre os locais de medição e do sistema, este percentual de redução pode ser ainda maior. Com os mesmos dados, porém, eliminando-se as perdas por sombreamento e manutenção do SFCR da UNICRED, estima-se um valor de PR de 81,95 %, agora bastante condizente com dados médios de PR, de 84 %, apresentados também por Reich et al. (2012), obtidos através de medições em 94 sistemas na Alemanha, a maioria deles com condições semelhantes às do presente estudo. A evolução da qualidade dos componentes do sistema com o passar do tempo, com aumento da eficiência global do sistema, também indica uma tendência de elevação do PR de sistemas instalados mais recentemente.

Os dados medidos em base anual, apresentados na Fig. 9, indicam variação considerada elevada para o PR. Os meses de maior e menor PR coincidem com aqueles de menores e maiores perdas por sombreamento, respectivamente, o que reforça o fato de que essas perdas são as que mais contribuem para a redução do PR médio do sistema.

Tratando especificamente a questão do sombreamento, é fato que o crescimento vertical das grandes cidades pode fazer com que este tipo de perda seja verificado em muitos SFCRs urbanos. Na impossibilidade de se evitar tais situações, faz-se necessário a utilização de ferramentas que possam prever as perdas de geração em função do sombreamento, e fornecer aos investidores um dado mais próximo do real quando da avaliação da viabilidade dos sistemas.

Por fim, a análise econômica apresentada também conclui algo que vem sendo uma tendência no Brasil e no mundo: a redução dos custos de instalação destes sistemas com o passar do tempo. O custo da energia calculado para a expansão do sistema, de R\$ 0,43/kWh, já se aproxima da competitividade com o custo da tarifa, sem impostos, da distribuidora local para consumidores em baixa tensão (grupo B), na modalidade tarifária convencional, que é atualmente de R\$ 0,36/kWh (custo TUSD + TE, na bandeira verde).

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013. Banco de Informações de Geração. Disponível online em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em 26/12/2013.
- Blasques, L. C. M., Vale, S. B., 2012. Análise preliminar de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica de 12,6 kWp, instalado em um prédio comercial na cidade de Belém, Estado do Pará, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo.
- EPIA - European Photovoltaic Industry Association, 2013. Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017. Disponível online em <http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf>. Acesso em 26/12/2013.
- Haeblerlin, H., Borgna, L., Kaempfer, M., Zwahlen, U., 2006. New Tests at Grid-Connected PV Inverters: Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency η_{tot} . 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden.
- Macêdo, W. N., 2006. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCD). Tese de Doutorado, PIPGE/USP, São Paulo.
- MME - Ministério de Minas e Energia, 2009. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF, SPE, DDE, Brasília.
- Rampinelli, G. A., 2010. Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre.
- Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G. J. H. M., Kiefer, K., Reise, C., 2012. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? Prog. Photovolt: Res. Appl. 2012, 20, pp. 717-726.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, São Paulo.

PERFORMANCE ASSESSMENT OF THE FIRST GCPV SYSTEM INSTALLED IN A COMMERCIAL BUILDING IN BELÉM CITY, STATE OF PARÁ, AFTER THE FIRST 20 MONTHS OF MONITORED OPERATION

Abstract. *This work presents the real performance assessment of the first grid-connected photovoltaic system (GCPV) installed in a commercial building in Belém city, state of Pará, after the first twenty months of monitored operation. The good preliminary results led to the system's expansion, triplicating the initial installed capacity, with the commissioning of this expansion being recently concluded. The work presents the main indicators of energy performance of the first installation, evaluates sizing and operational losses, assesses the evolution of the system data over time, and presents a brief economic analysis comparing the costs of the first installation with the costs of the expansion, elapsed two years between them. The system object of the present study presents installed capacity of 12.6 kWp, consisting of sixty 210 Wp PV modules, three 3.8 kW inverters and other installation accessories. Results of the operational analysis indicate a mean capacity factor of 13.8 %, mean monthly yield of 101.05 kWh/kWp, and mean performance ratio of 69.5 %, with measurements covering the period of March 2012 to October 2013. The system generated in this period a monthly average of 1,273 kWh, representing approximately 13 % of the building electricity consumption. The economic analysis indicates, in two years, a reduction of installation costs of approximately R\$ 4,400.00/kW.*

Keywords: Solar Energy, Grid-connected Photovoltaic Systems, Operational Data, Economic Analysis.