

# Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede para Localidades Nordestinas de Clima Tropical Semiárido

José F. B. de F. Filho\*. Washington L. A. Neves\*.  
Flávio B. Costa\*\*

\*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, PB, (e-mails: jose.brilhante@ee.ufcg.edu.br, waneves@dee.ufcg.edu.br).

\*\*Michigan Technological University, Houghton, MI 49931 USA (e-mail: fbcosta@mtu.edu).

---

**Abstract:** Designers of solar energy systems constantly opt for a photovoltaic generator power higher than the inverter power, i.e. they consider the Sizing Factor Inverter (SFI) inferior to the unit to reduce costs, however this can decrease inverter lifespan and increase inverter power clipping losses. This research presents the development of a methodology for calculating SFI for northeastern regions with a semiarid tropical climate, considering the influence of this factor on the specific yield of photovoltaic generator and on the performance ratio, and analyze the influence of climatic factors - such as wind speed and relative humidity - in SFI calculation. Results of this research demonstrate it is appropriate to use SFI higher than or equal to the unity to obtain higher rates of energy production and performance ratio for photovoltaic systems installed in regions with a semiarid climate.

**Resumo:** Projetistas de sistemas de energia solar fotovoltaica dimensionam frequentemente a potência do gerador fotovoltaico maior do que a potência do inversor, isto é, consideram o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) inferior à unidade visando reduzir custos, porém isso pode diminuir a vida útil e aumentar as perdas por limitação de potência do inversor. Neste trabalho é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo do FDI para regiões nordestinas de clima tropical semiárido, considerando a influência desse fator na produtividade e no rendimento global do gerador fotovoltaico, e são realizadas análises da influência de fatores climáticos – como velocidade do vento e umidade relativa do ar – no cálculo do FDI. São apresentados como resultados demonstrações de que em localidades de clima semiárido é adequado utilizar FDI superior ou igual a unidade para obter maiores índices de produção energética e rendimento global dos sistemas fotovoltaicos.

**Keywords:** Semiarid climate; solar energy; sizing factor inverter; specific yield; relative humidity; wind speed.

**Palavras-chave:** Clima semiárido; energia solar; fator de dimensionamento do inversor; produtividade; umidade relativa do ar; velocidade do vento.

---

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro caracteriza-se historicamente por apresentar matriz predominantemente hídrica. Todavia, em função dos prolongados períodos de escassez de água e das necessidades de redução de poluentes e de aumento de investimentos em fontes renováveis de energia, os sistemas de energia solar fotovoltaica têm ganhado cada vez mais notoriedade, capacidade instalada e contribuído na diversificação da matriz energética brasileira. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede alcançou a marca de 816.061 (totalizando 8.877.697,35 kW de potência instalada), ao final do mês de janeiro de 2022 (Aneel 2022).

Entretanto, mesmo com a recente tendência de elevação de investimentos e redução de impostos direcionados aos

sistemas fotovoltaicos, ainda há necessidade de melhorias tanto no rendimento dos módulos fotovoltaicos, inversores e baterias, quanto no dimensionamento adequado desses equipamentos. Nesse âmbito, os projetistas de sistemas de energia solar optam constantemente por uma potência de gerador fotovoltaico superior à potência do inversor, isto é, consideram o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) inferior à unidade, com o objetivo de reduzir custos. De acordo com Scarabelot (2020), 72% dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), no Brasil, possuem a razão entre potência nominal de inversor e potência nominal de gerador fotovoltaico, conhecida como FDI, menor do que a unidade; 20% apresentam potência de inversor superior à potência do gerador FV; e somente 8% dos SFCR possuem FDI unitário.

Diversos modelos para a predição do FDI foram propostos na literatura, a exemplo dos apresentados por Wang et al.

(2017), Macêdo et al. (2006) e Velasco et al. (2010). Porém, esses modelos desconsideram o efeito de fatores climáticos como umidade relativa do ar e velocidade do vento no desempenho dos módulos fotovoltaicos. A consideração de tais fatores, especialmente em regiões de clima tropical, causa impacto direto na temperatura de operação das células fotovoltaicas (Cantor 2017). O aumento da velocidade do vento, por exemplo, contribui para o resfriamento dos módulos FV e o aumento da potência de saída dos mesmos, em condições reais de operação (Jakhrani et al. 2011). Em contrapartida, a elevação da umidade relativa do ar ocasiona o aquecimento das células FV e, por conseguinte, potencializa as perdas de potência nos módulos (Tamizhmani et al. 2003).

No presente trabalho é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia de predição do FDI para localidades de clima semiárido situadas no nordeste do Brasil, levando-se em conta o efeito de fatores climáticos, como velocidade do vento e umidade relativa do ar, no desempenho dos módulos fotovoltaicos. A metodologia adotada para a execução desta pesquisa consistiu nos seguintes passos: (i) análise de trabalhos bibliográficos que incluem a modelagem dos módulos fotovoltaicos, inversores e a determinação do FDI; (ii) estudo dos impactos da temperatura ambiente, da irradiância solar incidente no plano do gerador fotovoltaico, da velocidade do vento e da umidade relativa do ar no cálculo da temperatura de operação das células fotovoltaicas; (iii) pesquisa de bancos de dados climatológicos do semiárido nordestino e de dados elétricos de módulos fotovoltaicos e inversores, para detectar a influência do tipo de tecnologia utilizada e do clima na predição do FDI; e (iv) desenvolvimento de programas de simulação e análise dos resultados.

As principais contribuições deste trabalho incluem a análise da influência do FDI em termos de produtividade do gerador fotovoltaico, eficiência do inversor, perdas por limitação de potência do inversor e rendimento global do SFCR; a avaliação da escolha do FDI menor que a unidade, principalmente em localidades nordestinas de clima tropical semiárido; e a verificação das influências da velocidade do vento e da umidade relativa do ar na predição do FDI.

## 2. MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A representação simplificada dos elementos de um SFCR e das variáveis consideradas nas simulações desenvolvidas nesta pesquisa é apresentada na Fig. 1.

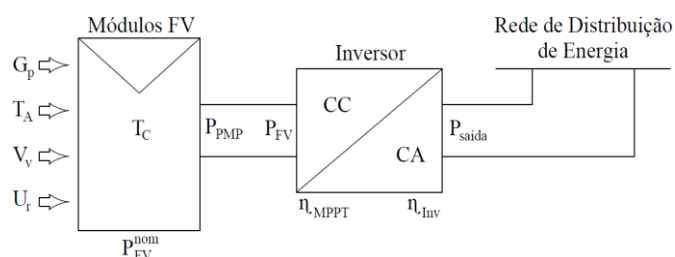


Fig. 1 Representação simplificada de um SFCR e variáveis de simulação.

Um SFCR é definido como um conjunto de equipamentos que permitem a transformação de energia solar em energia elétrica conectados em paralelo com a rede de distribuição de energia (Macêdo et al. 2006), de tal maneira que o excedente energético produzido é injetado na rede da concessionária distribuidora e contabilizado por meio de um medidor bidirecional. Os módulos fotovoltaicos e inversores são os integrantes principais de um SFCR. Portanto, para se fazer a predição do FDI, é necessário utilizar modelos matemáticos detalhados desses equipamentos.

### 2.1 Módulos Fotovoltaicos

Uma das etapas iniciais na modelagem de um SFCR consiste na estimativa da potência de saída do gerador fotovoltaico, que depende de fatores como temperatura de operação das células fotovoltaicas, irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, índice de claridade do céu, latitude, longitude e altitude da instalação fotovoltaica (Cantor 2017). Os modelos disponíveis na literatura baseiam-se na relação entre corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos, que pode ser determinada por meio de métodos iterativos que utilizam equações não lineares (Rodrigues 2012); dados meteorológicos coletados de sistemas fotovoltaicos em operação (Bastos et al. 2020); técnicas baseadas em Redes Neurais Artificiais (Nasser & Mahmoud 2017); e regressões lineares (Junior 2018).

Dado que é relevante considerar a influência de fatores climáticos no cálculo da potência de saída do gerador fotovoltaico e, conseqüentemente, no cálculo do FDI, neste artigo são considerados os efeitos da irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar, na predição do FDI de sistemas fotovoltaicos instalados em localidades com clima tropical semiárido da região Nordeste, que compreendem a área amarela destacada na Fig. 2.

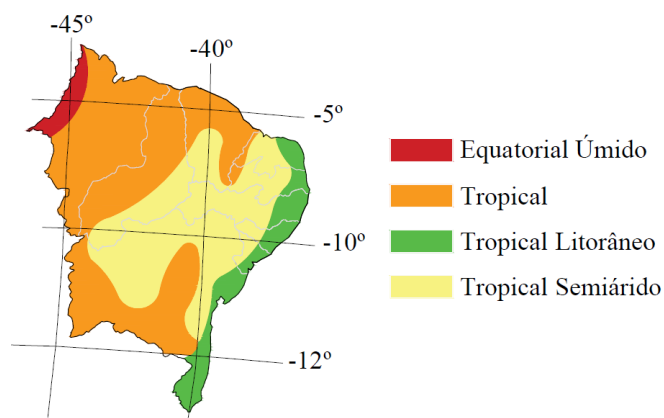


Fig. 2 Climas da Região Nordeste do Brasil. Fonte: adaptado de (Ferreira 2010).

### 2.2 Temperatura de Operação da Célula Fotovoltaica

De acordo com Duffie & Beckman (2013), a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos é dada por:

$$T_C = T_A + G_p \cdot K_t \quad (1)$$

Onde  $T_C$  (°C) é a temperatura de operação dos módulos;  $T_A$  (°C) é a temperatura ambiente da localidade na qual o SFCR está instalado;  $G_p$  (W/m<sup>2</sup>) é a irradiância solar incidente no plano do gerador FV e  $K_t$  (°C·m<sup>2</sup>/W) representa o coeficiente térmico do módulo, que depende da capacidade de ventilação, do tipo de estrutura de fixação e da tecnologia empregada na fabricação desse equipamento. Consta-se que a elevação dos níveis de irradiância solar e temperatura ambiente ocasionam o aumento da temperatura de operação do módulo.

Alternativamente, a temperatura de operação do módulo fotovoltaico também pode ser obtida em função da irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento (Skoplaki et al. 2008), do seguinte modo:

$$T_C = T_A + \frac{(T_{NOCT} - 20)}{800} \cdot \frac{G_p \cdot 9,5}{(5,7 + 3,8 \cdot V_v)} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{módulo}}{0,9}\right) \quad (2)$$

Sendo  $T_{NOCT}$  (°C) a temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica, fornecida pelo fabricante na folha de dados;  $V_v$  (m/s) a velocidade do vento e  $\eta_{módulo}$  a eficiência do módulo fotovoltaico. A partir de (2), percebe-se que o aumento da velocidade do vento contribui para a diminuição da temperatura de operação do módulo. Isso ocorre devido às trocas de calor por convecção entre os módulos e o ar (Cantor 2017).

Neste artigo também é considerado o efeito da umidade relativa do ar na temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, que pode ser estimada, segundo Tamizhmani et al. 2013, por:

$$T_C = 0,95 \cdot T_A + 0,03 \cdot G_p - 1,51 \cdot V_v + 0,16 \cdot U_r + 0,10 \quad (3)$$

Onde  $U_r$  (%) representa a umidade relativa do ar, cujo aumento contribui para a elevação da temperatura de operação e crescimento das perdas de potência dos módulos fotovoltaicos. De acordo com Panjwani & Narejo 2014, a potência de saída pode decrescer aproximadamente 35% quando a umidade relativa do ar aumenta de 25% para 55%, considerando uma temperatura ambiente típica de 35 °C.

### 2.3 Potência de Saída do Gerador Fotovoltaico

Para calcular o valor da potência CC fornecida pelo gerador fotovoltaico ao inversor, primeiro deve-se estimar a potência máxima do gerador considerando as condições reais de operação do SFCR, ou seja, levando em conta fatores como irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar. De acordo com Gergaud et al. 2002, a potência máxima do gerador fotovoltaico pode ser obtida usando (4).

$$P_{PMP} = P_{FV}^{nom} \cdot \frac{G_p}{1000} \cdot [1 - \gamma_{MP} (T_C - 25)] \quad (4)$$

Sendo  $P_{PMP}$  (W) a potência máxima do gerador fotovoltaico;  $P_{FV}^{nom}$  (W) a potência nominal do gerador para uma irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura da célula de 25 °C e espectro de

massa de ar de 1,5; e  $\gamma_{MP}$  (%/°C) o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência.

A partir da potência máxima do gerador fotovoltaico, pode-se estimar a potência CC disponível na entrada do inversor usando (5).

$$P_{FV} = P_{FV}^{nom} \cdot \frac{G_p}{1000} \cdot [1 - \gamma_{MP} (T_C - 25)] \cdot \eta_{MPPT} \quad (5)$$

Sendo  $\eta_{MPPT}$  a eficiência do rastreamento do ponto de máxima potência.

As equações (4) e (5) representam o modelo polinomial de potência apresentado por Gergaud et al. 2002 e são empregadas no desenvolvimento das simulações deste trabalho.

### 2.4 Eficiência do Inversor e Potência CA de Saída do SFCR

De acordo com Schmidt et al. 1992, a potência CA de saída do SFCR pode ser estimada por meio do modelo de eficiência de conversão do inversor, que utiliza parâmetros como a potência nominal CA do inversor e fatores que representam o autoconsumo e o carregamento desse equipamento. A eficiência do inversor é obtida usando (6).

$$\eta_{Inv} = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + (k_0 + k_1 \cdot P_{saída} + k_2 \cdot P_{saída}^2)} \quad (6)$$

Sendo  $\eta_{Inv}$  a eficiência de conversão do inversor;  $k_0$  a constante que representa o autoconsumo do equipamento;  $k_1$  a constante relacionada com os coeficientes de queda de tensão nos diodos e dispositivos chaveados;  $k_2$  a constante referente às perdas ôhmicas nos condutores, indutores e resistências e  $P_{saída}$  a potência CA de saída  $P_{saída}$  (W) normalizada em relação à potência nominal do inversor  $P_{Inv}^{nom}$  (W).

As constantes  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  podem ser estimadas usando (7), (8) e (9), respectivamente.

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv100\%}} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv50\%}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv10\%}} \quad (7)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv100\%}} + \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv50\%}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv10\%}} - 1 \quad (8)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv100\%}} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv50\%}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{Inv10\%}} \quad (9)$$

Sendo  $\eta_{Inv100\%}$ ,  $\eta_{Inv50\%}$  e  $\eta_{Inv10\%}$  os valores de eficiência instantânea do inversor atuando com 100%, 50% e 10% da sua potência nominal, respectivamente. É necessário estimar também as perdas de potência  $P_{Perdas}$  (W) no processo de conversão CC-CA do inversor, o que pode ser feito usando (10).

$$P_{Perdas} = P_{FV} - P_{saída} \quad (10)$$

A equação (10) pode ser normalizada com relação à potência nominal do inversor  $P_{Inv}^{nom}$ , resultando em (11).

$$P_{Perdas} = P_{FV} - P_{saída} = k_0 + k_1 \cdot P_{saída} + k_2 \cdot P_{saída}^2 \quad (11)$$

A potência de saída do inversor é estimada usando (12), (13) e (14).

$$P_{saída} = P_{Inv}^{nom}, \text{ se } P_{saída} \geq P_{Inv}^{nom} \quad (12)$$

$$P_{saída} = 0, \text{ se } P_{FV} \leq (k_0 \cdot P_{Inv}^{nom}) \quad (13)$$

$$P_{saída} = P_{saída} \cdot P_{Inv}^{nom}, \text{ se } k_0 \cdot P_{Inv}^{nom} \leq P_{saída} \leq P_{Inv}^{nom} \quad (14)$$

### 2.5 Produção Energética do SFCR

Como neste trabalho a potência de saída do SFCR é calculada por meio de médias horárias de irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar, então a energia anual produzida pelo gerador fotovoltaico é obtida conforme (15), considerando a existência de 8.760 horas no período de um ano com 365 dias.

$$Energia_{anual} = \sum_{i=1}^{8.760} [P_{saída} \times 1h] \quad (15)$$

### 3. ÍNDICES DE MÉRITO

Para analisar de maneira objetiva o desempenho dos sistemas fotovoltaicos destacados neste artigo, levando-se em consideração aspectos como produção energética, influência de fatores climáticos e perdas de energia no processo de geração de energia elétrica a partir da energia solar, são empregados os seguintes índices de mérito: Produtividade ( $Y_F$ ) e Rendimento Global (PR).

#### 3.1 Produtividade

A Produtividade ( $Y_F$ ) corresponde à relação entre o valor médio da energia produzida pelo SFCR no intervalo de tempo  $\Delta t = t_2 - t_1$  e a potência nominal do gerador fotovoltaico. Considerando um período específico, quanto maior for a produtividade do sistema, maior será também a razão entre energia produzida pelo gerador FV e potência nominal do mesmo. A produtividade pode ser calculada usando (16).

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_{FV}^{nom}} \quad (16)$$

#### 3.2 Rendimento Global

O Rendimento Global (PR) corresponde ao índice que considera todas as perdas inerentes ao SFCR e estima o rendimento global do sistema. Este indicador de desempenho é calculado usando (17).

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{plano} dt}{1000}} \quad (17)$$

O denominador usado em (17) corresponde à quantidade de horas nas quais são alcançados níveis de irradiância solar iguais a 1.000 W/m<sup>2</sup>, na localidade onde o SFCR encontra-se instalado.

### 4. METODOLOGIA

A metodologia de predição do FDI proposta neste trabalho tem como base a determinação deste parâmetro em função da configuração fotovoltaica que apresenta os melhores índices de mérito. Ou seja, o FDI é calculado com a premissa de se obter a maior produtividade energética anual e, conseqüentemente, o melhor rendimento global do SFCR. Na Fig. 3 é apresentado o diagrama de blocos da metodologia proposta para o cálculo do FDI.

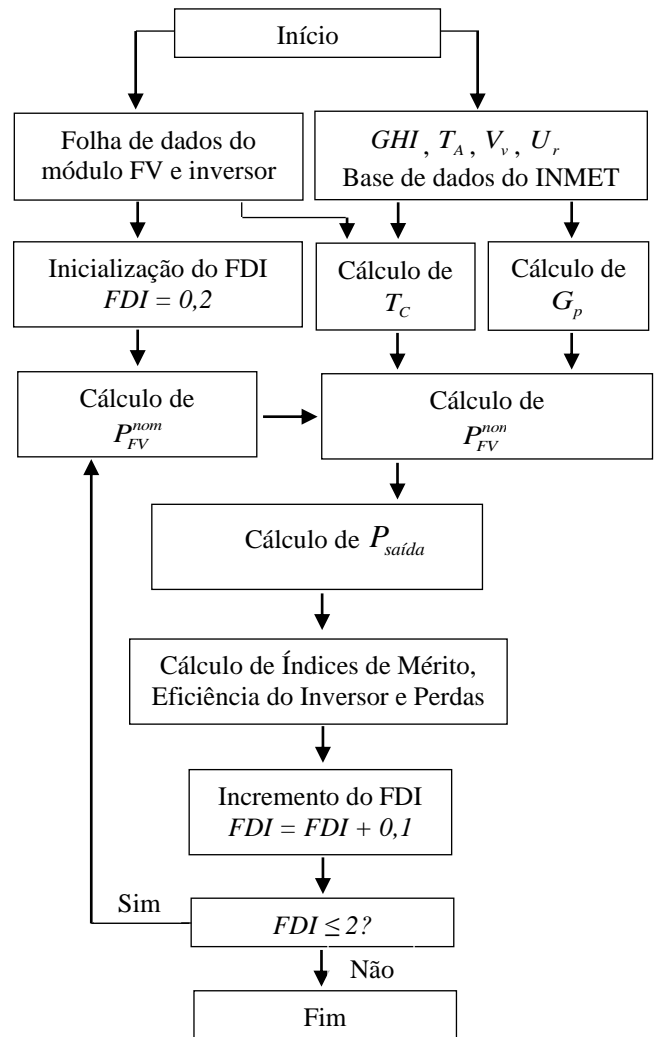


Fig. 3 Metodologia de predição do FDI.

Inicialmente, deve-se escolher os módulos fotovoltaicos e os inversores a serem utilizados nas simulações e acessar bancos de dados horários de irradiância global horizontal (GHI), temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), referentes às cidades de interesse. Nesta pesquisa, são consideradas as cidades nordestinas com clima tropical semiárido listadas na Tabela 1. Além disso, são

simulados diferentes modelos de inversores, cujos parâmetros elétricos utilizados são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 1. Cidades nordestinas de clima semiárido consideradas neste trabalho**

Estado	Cidade	Latitude	Longitude
AL	Pão de Açúcar	09°44' S	37°26' W
AL	Piranhas	09°36' S	37°46' W
BA	Euclides da Cunha	10°30' S	39°01' W
BA	Uauá	09°50' S	39°30' W
CE	Quixadá	04°58' S	39°02' W
CE	Quixeramobim	05°11' S	39°19' W
PB	Itaporanga	07°19' S	38°08' W
PB	Patos	07°04' S	37°16' W
PE	Petrolina	09°23' S	40°29' W
PE	Serra Talhada	07°57' S	38°17' W
PI	Picos	07°04' S	41°34' W
PI	São João do Piauí	08°20' S	42°16' W
RN	Caicó	06°27' S	37°04' W
RN	Mossoró	04°54' S	37°22' W
SE	Carira	10°21' S	37°42' W
SE	Poço Verde	10°42' S	38°11' W

**Tabela 2. Parâmetros elétricos utilizados nas simulações dos inversores**

Linhas: A e B				
Parâmetros Elétricos	Modelo A-1.5k	Modelo A-3.1k	Modelo B-5.0k	Modelo B-8.2k
Potência nominal $P_{nom}$ do inversor (W)	1.500	3.100	5.000	8.200
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 0,1.P_{nom}$	0,897	0,933	0,948	0,960
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 0,5.P_{nom}$	0,955	0,961	0,979	0,980
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 1,0.P_{nom}$	0,959	0,952	0,979	0,977
Eficiência de MPPT	> 0,999			
Linhas: C e D				
Parâmetros Elétricos	Modelo C-12.5k	Modelo C-15.0k	Modelo C-20.0k	Modelo D-25.0k
Potência nominal $P_{nom}$ do inversor (W)	12.500	15.000	20.000	25.000
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 0,1.P_{nom}$	0,961	0,960	0,969	0,970
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 0,5.P_{nom}$	0,980	0,981	0,981	0,982
Eficiência do inversor quando $P_{saída} = 1,0.P_{nom}$	0,978	0,981	0,980	0,982
Eficiência de MPPT	> 0,999			

Após as etapas de seleção dos equipamentos do SFCR e da localidade em análise, o FDI é inicializado com o valor de 0,2 e, com base nesse valor, é calculada a potência nominal do gerador FV. A seguir, a potência de saída do gerador fotovoltaico é estimada levando-se em conta fatores como irradiância solar incidente no plano do gerador e temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos (Schmidt et al. 1992). Depois disso, são obtidos: potência de saída do inversor; índices de mérito; eficiência do inversor; perdas por limitação de potência no inversor e perdas totais do SFCR.

Por fim, incrementa-se 0,1 ao valor do FDI atual e os cálculos iterativos são repetidos até que FDI seja igual ao valor de 2. Este processo é feito para todas as cidades citadas na Tabela 1, com a finalidade de determinar um intervalo de valores de FDI (aplicável a localidades nordestinas de clima tropical semiárido) para o qual são obtidas as melhores médias de eficiência dos inversores e de índices de mérito do SFCR.

## 5. RESULTADOS

Com o objetivo de determinar o intervalo de valores de FDI para os quais são obtidas as maiores produtividades médias anuais nas regiões nordestinas de clima tropical semiárido, foram realizadas simulações para diferentes inversores e módulos fotovoltaicos, considerando as influências da irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar na temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, na determinação do intervalo de valores do FDI.

### 5.1 Produtividade do SFCR

Considerando a utilização de módulos fotovoltaicos com potência nominal de 335 W, instalados na inclinação de 10° em relação ao plano horizontal e na direção 0° N, é estimada a energia elétrica CA produzida pelo SFCR em função do FDI, para todos os inversores selecionados. Na Fig. 4 é possível visualizar os valores médios de produtividade obtidos em função do FDI, calculando a temperatura de operação dos módulos a partir da temperatura ambiente e da irradiância solar incidente no plano do gerador fotovoltaico, conforme (1).

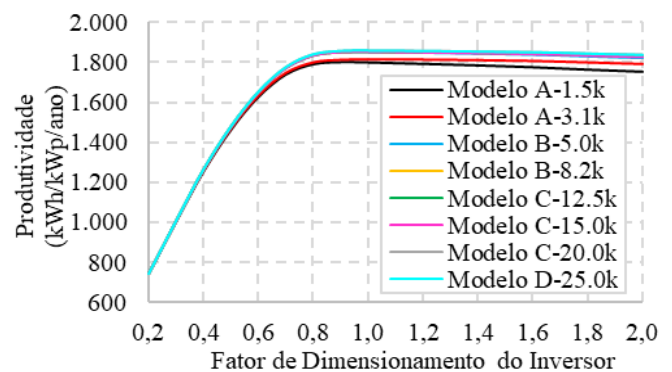


Fig. 4 Produtividade do SFCR em função do FDI, usando (1) para estimar a temperatura de operação dos módulos FV.

Observa-se que, para todos os inversores simulados, os sistemas fotovoltaicos apresentam produtividades médias anuais aproximadamente iguais para valores de FDI inferiores a 0,6. Para valores de FDI superiores a 0,6 constata-se que os sistemas fotovoltaicos com inversores dos Modelos B, C e D apresentam desempenhos similares entre si, em termos de produtividade, atingindo valores máximos de energia CA produzida numa faixa de valores de FDI situada entre 0,9 e 1,1. Analogamente, os sistemas fotovoltaicos com inversores do Modelo A também apresentam produtividade máxima para valores de FDI situados entre 0,9 e 1,1. Porém, como os inversores do

Modelo A são menos eficientes que os demais, as máximas produtividades médias anuais de sistemas fotovoltaicos com inversores dessa linha são aproximadamente 50 kWh/kWp/ano inferiores às produtividades de sistemas fotovoltaicos com inversores dos Modelos B, C e D.

Na Fig. 5 pode-se visualizar o efeito da velocidade do vento no cálculo da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, na determinação da faixa de valores de FDI para os quais são obtidas as maiores produtividades médias anuais de sistemas fotovoltaicos instalados nas localidades nordestinas de clima tropical semiárido.

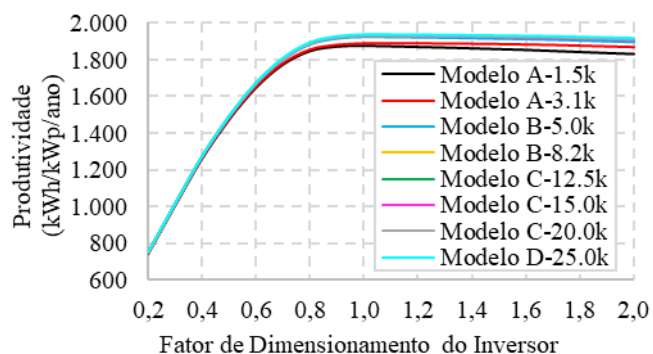


Fig. 5 Produtividade do SFCR em função do FDI, usando (2) para estimar a temperatura de operação dos módulos FV.

Como a velocidade do vento influencia na diminuição da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, constata-se que as produtividades médias anuais dos sistemas fotovoltaicos em análise apresentadas na Fig. 5 são maiores do que as ilustradas na Fig. 4, para todos os inversores analisados. Outro fator de destaque é que nos sistemas fotovoltaicos com inversor Fronius Galvo 1.5-1, ao desconsiderar o efeito da velocidade do vento na temperatura de operação dos módulos, a produtividade média anual máxima obtida foi de aproximadamente 1.804 kWh/kWp/ano para um valor de FDI correspondente a 0,9. Porém, ao considerar o efeito da velocidade do vento na temperatura de operação dos módulos, constata-se que a produtividade média anual máxima obtida foi de aproximadamente 1.879 kWh/kWp/ano para um valor de FDI igual a 1. Dessa forma, ressalta-se a que a velocidade do vento pode influenciar na determinação do FDI apropriado para um SFCR.

Na Fig. 6 são apresentadas as produtividades médias em função do FDI, para sistemas fotovoltaicos instalados na região de interesse e simulados utilizando (3) para considerar também o efeito da umidade relativa do ar na temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, na produção de energia CA pelo SFCR. Observa-se que as produtividades médias dos sistemas fotovoltaicos apresentaram valores inferiores em relação às produtividades vistas na Fig. 5. Isso ocorre porque a umidade relativa do ar contribui para aumentar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e diminuir a energia produzida pelo SFCR. Além disso, para valores de FDI superiores a 1,1 nota-se que as produtividades médias dos sistemas fotovoltaicos simulados sofrem decréscimos, para todos os cenários de estimativa da temperatura de operação dos módulos.

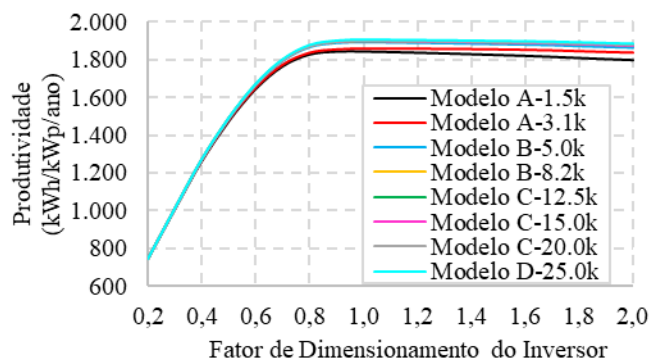


Fig. 6 Produtividade do SFCR em função do FDI, usando (3) para estimar a temperatura de operação dos módulos FV.

### 5.2 Perdas por Limitação de Potência do Inversor

As perdas por limitação de potência do inversor, em função do FDI, podem ser visualizadas na Fig. 7.

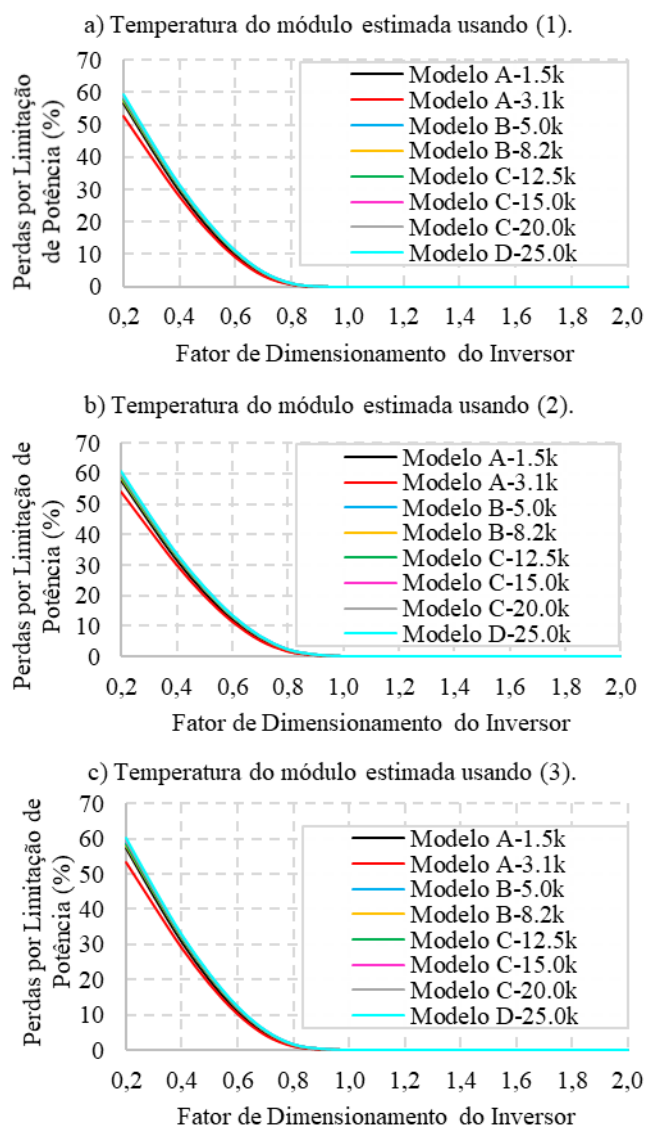


Fig. 7 Perdas por limitação de potência do inversor em função do FDI.

Independentemente da escolha de (1), (2) ou (3) para estimar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, as perdas devido ao fenômeno de limitação em todos os inversores simulados tendem a zero para valores de FDI maiores do que 0,8. Essas perdas são menores do que 5% para o FDI = 0,7 e menores do que 10% para o FDI = 0,6.

### 5.3 Rendimento Global ou Performance Ratio

Os rendimentos globais dos sistemas fotovoltaicos simulados em função do FDI podem ser vistos na Fig. 8.

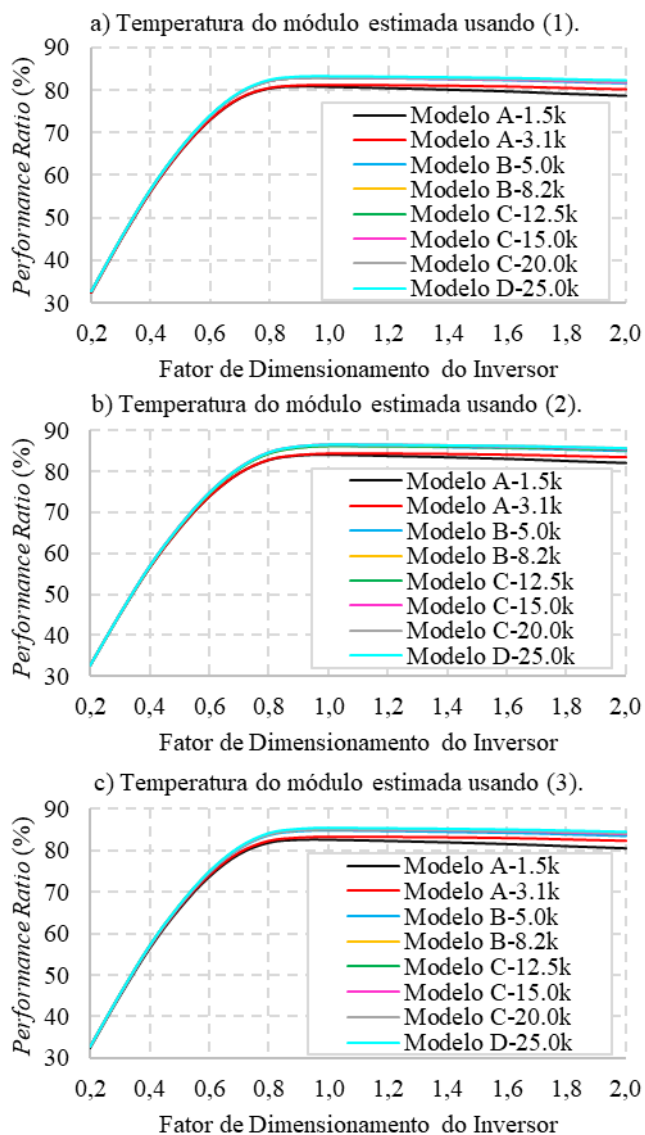


Fig. 8 Rendimento Global ou *Performance Ratio* do SFCR em função do FDI.

Mesmo variando o modo de estimar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, o rendimento global do SFCR atinge percentuais máximos para valores de FDI situados no intervalo de 0,9 a 1,1 independentemente do tipo de inversor considerado no projeto. O rendimento global máximo obtido foi de 86,7% ao simular o SFCR com inversor do Modelo D, levando-se em conta o efeito da velocidade do vento na diminuição da temperatura dos

módulos e desconsiderando-se a influência da umidade relativa do ar.

### 5.4 Influência do Módulo Fotovoltaico na Produtividade e no Rendimento Global do SFCR

Para analisar a influência do tipo de módulo fotovoltaico utilizado no projeto em termos de produtividade e de rendimento global do SFCR, são feitas simulações de sistemas compostos pelo inversor Modelo A-1.5k e por quatro modelos distintos de módulos fotovoltaicos, de fabricantes e classes de potência diferentes: Modelo 335 W; Modelo 390 W; Modelo 460 W e Modelo 550 W. Na Fig. 9 é observado que os índices de produtividade obtidos por sistemas com módulos fotovoltaicos distintos são semelhantes, para todo o intervalo analisado de valores de FDI. Usando módulos do Modelo 335 W, a produtividade máxima anual do SFCR é de 1.846,85 kWh/kWp/ano, obtida para o FDI = 1,0. Considerando o uso de módulos do Modelo 550 W, a produtividade máxima anual do SFCR é de 1.864,35 kWh/kWp/ano, também obtida para o FDI = 1,0.

De maneira análoga, na Fig. 10 percebe-se que, mesmo usando módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes e classes de potência, o rendimento global do SFCR é semelhante para todos os módulos simulados. Porém, como os dados solarimétricos usados neste trabalho foram amostrados em intervalos horários, ressalta-se que podem haver maiores discrepâncias de produtividade e rendimento do SFCR, quando se consideram valores medidos em intervalos de tempo menores.

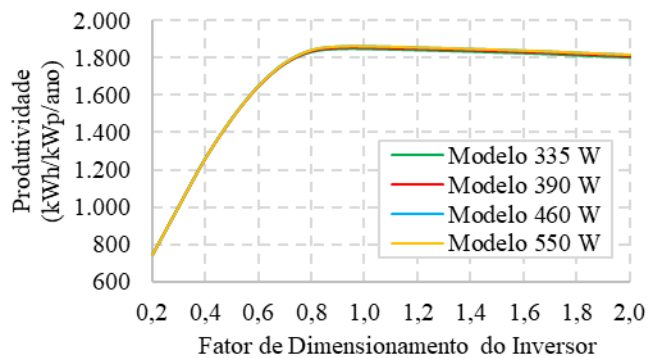


Fig. 9 Produtividade do SFCR em função do FDI, para diferentes módulos fotovoltaicos.

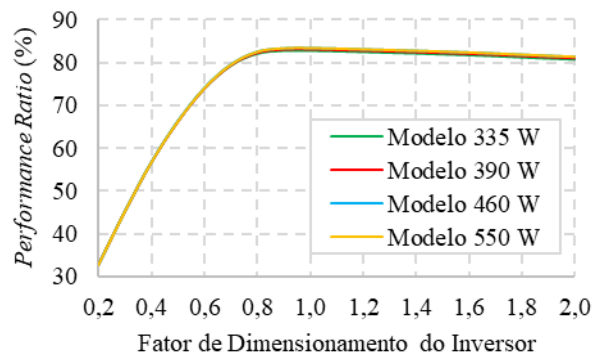


Fig. 10 Rendimento Global do SFCR em função do FDI, para diferentes módulos fotovoltaicos.

## 6. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste trabalho evidenciaram, de modo geral, que fatores como eficiência do inversor, irradiância solar, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar podem influenciar no cálculo do FDI e na produtividade média anual de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. As simulações demonstraram, para sistemas fotovoltaicos instalados em localidades nordestinas de clima tropical semiáridos, que: valores de FDI iguais ou superiores a 1,0 proporcionam maiores produtividades médias anuais do SFCR, para a maioria dos inversores; o valor do FDI para inversores mais eficientes é maior; apesar de fatores como velocidade do vento e umidade relativa do ar afetarem o cálculo do FDI, a irradiância solar exerce maior influência na determinação desse parâmetro; e quanto maior for a irradiância solar do local, mais elevado será o FDI.

Portanto, a principal contribuição deste trabalho consistiu na determinação de um intervalo de valores de FDI para os quais são obtidos maiores índices de produtividade média anual de SFCR instalados em regiões nordestinas de clima tropical semiárido. Baseado nos estudos desenvolvidos, outras pesquisas podem ser realizadas usando bancos de dados climáticos com medições em intervalos de tempo menores e considerando a influência de fatores como nebulosidade, índice de claridade do céu e índice pluviométrico no cálculo do FDI.

## AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX). Os autores também agradecem a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) pelo apoio técnico e financeiro desta pesquisa, no Projeto de P&D+I intitulado Otimização de Sistemas de Energia Renováveis com Armazenamento de Alto Desempenho (OSERAAD), que é uma cooperação entre Chesf e Universidade Federal de Campina Grande (P&D+I-0048-0317/2020).

## REFERÊNCIAS

- Aneel (2022). *Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG): Geração Distribuída*. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Bastos, I. C. P. et. al. (2020). Previsão de geração fotovoltaica a partir de dados meteorológicos utilizando rede LSTM. *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar*.
- Cantor, G. A. R. (2017). Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulo fotovoltaicos em regiões de clima tropical. Dissertação de Mestrado, Departamento de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, Paraíba, Brasil.
- Duffie, J. A. e Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes. *John Wiley & Sons*, Vol. 4.
- Ferreira, G. M. L. (2010). Atlas geográfico: espaço mundial. *Moderna*, Vol. 3, pp. 123. São Paulo, Brasil.
- Gergaud, O. et. al. (2002). Analysis and experimental validation of various photovoltaic system models. *International ELECTRIMACS Congress*. Montreal, Canada.
- Jakhрани, A. Q. et. al. (2011). Comparison of solar photovoltaic module temperature models. *World Applied Sciences Journal*, Vol. 14.
- Junior, A. J. N. (2018). Contribuição à modelagem de módulos fotovoltaicos e proposta de uma técnica híbrida de seguimento do ponto de máxima potência com estimador de irradiância. Tese de Doutorado, Centro de Tecnologia de Geociências, Universidade Federal de Pernambuco. Recife, Pernambuco, Brasil.
- Lima, J. B. e Gonçalves, J. A. (2018). Análise comparativa de performance entre sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados no Piauí e na Europa através de índices de mérito. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*.
- Macêdo, W. N. (2006). Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo. São Paulo, Brasil.
- Nasser, M. A. e Mahmoud, K. (2017). Accurate photovoltaic power forecasting models using deep LSTM-RNN. *Neural Comput & Applic*.
- Nóbrega, B. S. da et. al. (2018). Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. *Revista Principia*, Vol. 43.
- Panjwani, M. K. e Narejo, G. B. (2014). Effect of humidity on the efficiency of solar cell (photovoltaic). *International Journal of Engineering Research and General Science*, Vol. 2.
- Scarabelot, L. T. (2020). Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. Tese de Doutorado, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.
- Schmidt, H. et. al. (1992). Results of the concerted action on power conditioning and control. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Montreux, Switzerland.
- Skoplaki, E. et. al. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 92.
- Tamizhmani, G. et. al. (2003). Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating. *NCPV and Solar Program Review Meeting*, pp. 936-940.
- Rodrigues, P. (2012). Extração dos parâmetros de módulos fotovoltaicos a partir da solução de um Sistema de equações não lineares utilizando técnicas da região de confiança. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, Minas Gerais, Brasil.
- Velasco, G. et. al. (2010). Power sizing factor design of central inverter PV grid-connected systems: a simulation approach. *International Power Electronics and Motion Control Conference*. IEEE.
- Wang, H. X. et. al. (2017). Optimum inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems based on energetic and economic considerations. *Renewable Energy*.