

# MÉTODO PARA CÁLCULO DA PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

**Thales José Rodrigues Corrade** – thalescorrade@hotmail.com  
**Luís Guilherme Monteiro Oliveira** – luis.monteiro@gmail.com  
**Renato Diniz Werneck Ceolin** - renatodinizwc@gmail.com  
**Alexandre Schichman Piterman** - alexandrespiterman@gmail.com  
**Wallace do Couto Boaventura** - wventura@cpdee.ufmg.br  
**Victor Flores Mendes** - victormendes@cpdee.ufmg.br  
**Eduardo Nohme Cardoso** - nohme@cpdee.ufmg.br  
Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Departamento de Engenharia Elétrica  
**Wilson Negrão Macêdo** – wnmacedo@ufpa.br  
Universidade Federal do Pará (UFPA), Instituto de Tecnologia  
**Gustavo Malagoli Buiatti** – gustavo@alsolenergia.com.br  
ALSOL Energias Renováveis S/A  
**Alex Vilarindo Menezes** –vilarindo@uft.edu.br  
Universidade Federal do Tocantins, Departamento de Engenharia Elétrica  
**Bruno Marciano Lopes** - bruno.marciano@cemig.com.br  
Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Gerência de Alternativas Energéticas

***Resumo.** Nos últimos anos, o mercado fotovoltaico no Brasil vem se amadurecendo e com isso, o crescimento de investimentos no setor e, conseqüentemente, de projetos de usinas solares de grande porte ou através da geração distribuída. Portanto, cada vez mais, a confiança dos investidores dependerá da previsão da energia gerada por estes sistemas fotovoltaicos sobretudo em contratos de desempenho. Dessa forma, para a realização da mesma, é necessária uma seqüência de conversões energéticas e inserção de parâmetros, dentro de um processo de modelagem matemática do sistema, sendo que cada um destes estão relacionados a um determinado tipo incerteza. As incertezas nestes modelos e em suas entradas, aumentam a partir de diversas fontes que incluem por exemplo: erros de medição, erros inerentes dos modelos selecionados e a partir de dados utilizados para calibrar estes modelos. Conseqüentemente, essas incertezas contribuem na incerteza geral na previsão da produção de energia do sistema. Portanto, neste trabalho, são identificadas e descritas as principais incertezas envolvidas neste processo de estimação, bem como a sua quantificação (embasada na literatura). Além disso, um método estatístico simples porém, consistente, para o cálculo da propagação das incertezas na geração de energia foi implementado no software MATLAB® e essa metodologia, através de dados operacionais de dois micro geradores fotovoltaicos instalados em localidades diferentes, foi aplicada sendo possível verificar a utilização deste método e avaliar o efeito das incertezas introduzidas por cada modelo/parâmetros sob a predição de energia gerada por estas pequenas usinas.*

***Palavras-chave:** Propagação de Incertezas, Estimativa da Geração, Sistemas Fotovoltaicos.*

## 1. INTRODUÇÃO

A estimação correta da geração de energia produzida por um sistema fotovoltaico é fundamental para o investidor discernir a respeito dos riscos financeiros relacionados ao empreendimento e assim, obter um melhor retorno econômico/financeiro. Entretanto, realizar tal tarefa não é trivial, pois a geração é influenciada por diferentes tipos de incertezas que são introduzidas por cada elemento no processo de modelagem matemática tais como: a variabilidade do recurso solar, eficiência/rendimento dos componentes que compõem o sistema, diversos tipos de perdas (ex: ôhmicas, poeira/sujeira, desacoplamento (*mismatching*, do inglês) e etc) e os modelos utilizados para a realização de simulações computacionais (ex: modelos de conversão para módulos e inversores, transposição de plano e etc) para estimar a geração de energia em uma planta fotovoltaica. Todos estes parâmetros citados, são exemplos de elementos que constituem fontes de incerteza e que devem ser considerados em todo o fluxo energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) conforme mostra a Fig. 1.

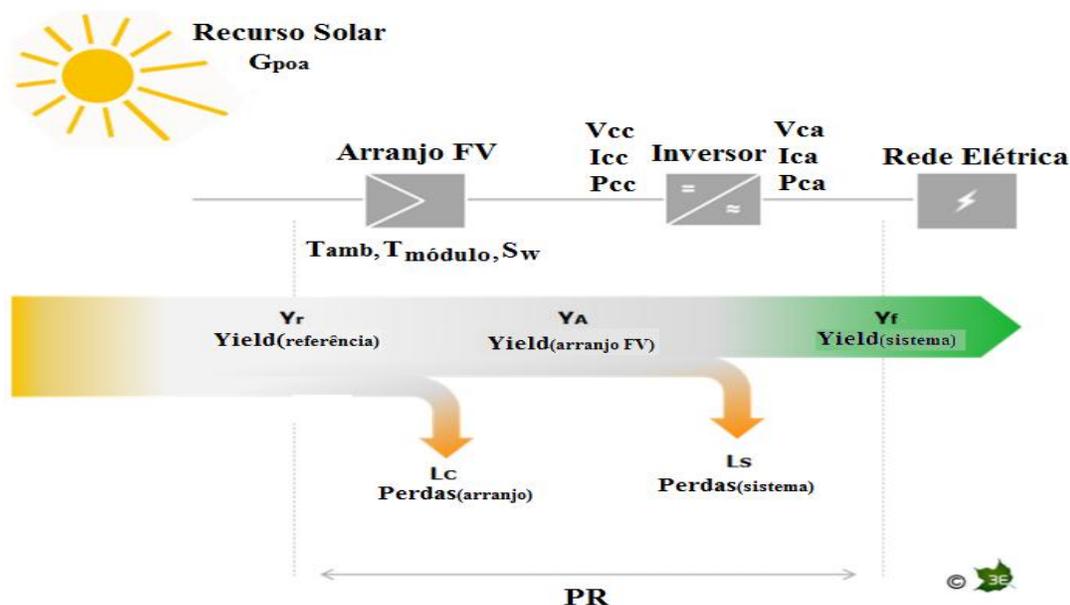


Figura 1 - Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico - adaptado Richter et al. (2015).

Conforme mostra a Fig. 1, o fluxo de energia em um SFCR apresenta os principais passos de conversão da energia dentro do sistema onde uma limitada, porém, selecionada coleção de parâmetros são medidos e calculados sendo que cada um destes estão relacionados a um determinado tipo incerteza.

Portanto, neste trabalho, foram identificadas e descritas as principais incertezas envolvidas neste processo, bem como a sua quantificação embasada na literatura. Um método estatístico simples porém, consistente, foi implementado no software MATLAB© e essa metodologia foi aplicada nos dados de geração de dois micro geradores fotovoltaicos, de diferentes potências instaladas e localidades, e assim, foi possível calcular as incertezas na estimativa da geração para essas duas pequenas usinas.

## 2. DEFINIÇÕES

### 2.1 Incerteza/Análise da Incerteza

Na atualidade, diversos são os estudos e metodologias (Thevenard e Pelland (2013); Hansen, Pohl e Jordan (2013); Müller et al. (2014), Richter et al. (2015), Martinez-Moreno et al. (2015)), que tratam sobre a temática incerteza (medição, análise e propagação) e sua influência na geração de energia de um sistema fotovoltaico. De acordo com a norma ISO, Guia para a Expressão da Incerteza na Medição (ISO/IEC, 2008), a incerteza é conceituada como a margem de erro associada com a estimativa de uma quantidade e, em conceito, a mesma pode ser categorizada como: incerteza do parâmetro ou incerteza do modelo matemático utilizado sendo a primeira, refere-se como a incerteza em uma entrada particular do modelo já a segunda, como a incerteza do modelo que é referenciada pela falta de conhecimento em relação ao modelo propriamente dito. Na prática, essas duas categorias, tendem a se sobrepor conforme destacam Hansen, Pohl e Jordan (2013).

Hansen, Pohl e Jordan (2013) definem o termo “análise da incerteza” como um processo sistemático dentro do modelamento de um sistema fotovoltaico bem como na aplicação de diversos parâmetros na entrada do modelo que consequentemente, resultarão em incertezas na saída do modelo sendo que uma análise de incertezas, envolve dois passos fundamentais: primeiro, é realizada a quantificação das incertezas no modelo e suas entradas. Segundo, a propagação das incertezas é levada em conta na saída do modelo através de uma série de cálculos/métodos para amostrar as distribuições das incertezas.

## 3. METODOLOGIA

Para a realização do trabalho proposto foi escolhida, dentre as diversas metodologias estudadas e citadas anteriormente, a metodologia proposta por Richter et al. (2015), por se tratar de uma método simples e de fácil aplicação. A mesma foi implementada no software MATLAB® R2014a onde os valores de incertezas foram calculados através de dados de geração provenientes de duas micro usinas fotovoltaicas (UFV), em operação, e também dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) através do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment, do inglês). A primeira, UFV PGM, com potência instalada de 6,58 kWp, localizada em Uberlândia-MG e em operação desde 2012 (Buiatti, 2013). Cabe salientar que este microgerador foi o primeiro do Brasil a se enquadrar na Resolução

Normativa (REN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2014). A segunda, UFV Arasol, com potência instalada de 21,75 kWp localizado na cidade de Palmas, estado do Tocantins. Para informações técnicas detalhadas das duas UFVs verificar em Buiatti (2013) e Menezes et al. (2015). A Fig. 2 mostra os dois microgeradores utilizados para realização deste trabalho.

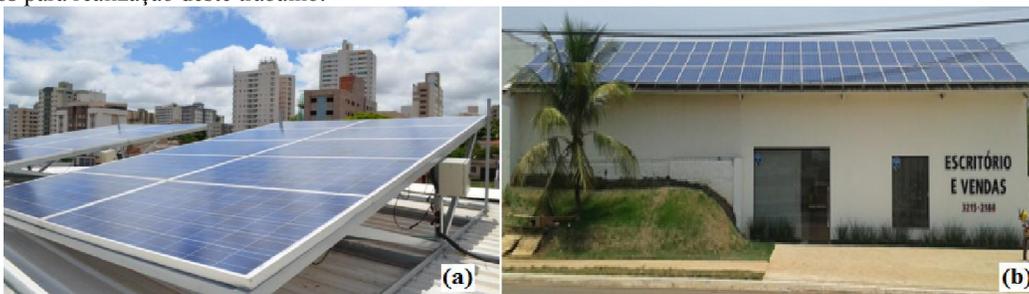


Figura 2 – (a) UFV PGM (Uberlândia – MG); (b) UFV Arasol (Palmas – TO).

Cabe salientar que o termo "incerteza" utilizado neste trabalho, e como proposto por Richter et al. (2015) e (ISO / IEC, 2008), se refere à figura de mérito estatístico denominada de erro quadrático médio (Root Mean Square Error - RMSE, do inglês), grandeza que está associada à estimativa de uma quantidade. O RMSE é composto por uma parte sistemática, ou seja, o erro médio (Mean Bias Error - MBE, do inglês) e uma parte estocástica (desvio padrão do erro,  $\sigma$ ) que representa as contribuições para o erro aleatório em torno do valor médio.

### 3.1. Combinação/Propagação de Incertezas

De acordo com o Comitê de Metrologia (Joint Committee for Guides in Metrology – JCGM, do inglês, 2010), quando as grandezas são estatisticamente independentes, a regra geral de propagação das incertezas ( $u_{x_1}, u_{x_2}, \dots, u_{x_N}$ ) descritas por uma dada função  $f(x_1, x_2, \dots, x_N)$  se resume à relação matemática apresentada na Eq. (1). Essa equação é uma estimativa do desvio padrão da própria função  $f(x_1, x_2, \dots, x_N)$ , assumindo que as incertezas relacionadas a cada variável são pequenas se comparadas às derivadas parciais.

$$u_c = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x_1}\right)^2 \cdot u_{x_1}^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2}\right)^2 \cdot u_{x_2}^2 + \dots + \left(\frac{\partial f}{\partial x_N}\right)^2 \cdot u_{x_N}^2} \quad (1)$$

Ao se calcular as incertezas, e após realizar a somatória ou obter a média de um determinado conjunto de valores, deve-se ter atenção as componentes aleatórias e sistemáticas que compõem as incertezas, ou seja, as componentes aleatórias reduzem com o tamanho da amostra, enquanto que as componentes sistemáticas não são afetadas por ela. A Eq. (2) mostra como se calcula a combinação da incerteza padrão ( $u_c$ ) quando as fontes de incertezas podem ser consideradas independentes. Já a Eq.(3) mostra como se calcula a incerteza expandida combinada ( $U$ ), ou seja, pela multiplicação da incerteza padrão combinada ( $u_c$ ) por um fator de cobertura igual a 1,96 para um intervalo de confiança igual a 95% de uma distribuição Gaussiana.

$$u_c = \sqrt{\frac{\left(\frac{Randnorm}{2}\right)^2}{n} + \frac{\left(\frac{RandUnib}{(3)^{\frac{1}{2}}}\right)^2}{n} + \dots + \frac{\left(\frac{SystNormc}{2}\right)^2}{n} + \frac{\left(\frac{SystUnid}{(3)^{\frac{1}{2}}}\right)^2}{n} + \dots} \quad (2)$$

$$U = 1,96 \cdot u_c \quad (3)$$

Onde: n: número de amostras; Randnorm: componentes randômicas normalmente distribuídas; RandUni: componentes randômicas uniformemente distribuídas; Systnorm: componentes sistemáticas normalmente distribuídas; SystUni: componentes sistemáticas uniformemente distribuídas;  $u_c$ : incertezas combinadas;  $U$ : incertezas expandidas.

## 4. INCERTEZAS CONTIDAS NA MODELAGEM DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

As incertezas de um sistema fotovoltaico, nas diferentes etapas da modelagem, podem ser classificadas em três principais grupos, ou seja, incertezas contidas no recurso solar, incertezas inseridas nos diversos modelos matemáticos utilizados nas simulações para a estimativa da energia e as incertezas devido as distintas perdas adicionais que ocorrem no campo. As subseções a seguir apresentam a contribuição de cada um destes grupos.

#### 4.1. Incertezas no recurso solar (variabilidade a longo prazo, medição e modelos matemáticos)

A radiação solar pode ser obtida a partir de valores medidos em campo (através de estações meteorológicas/solarimétricas), valores interpolados ou valores provenientes de imagens de satélites, oriundos de instituições públicas ou privadas, sendo que seus bancos de dados utilizam valores obtidos por diferentes métodos, cobrindo diferentes períodos. Em razão das variações de longo prazo das taxas de irradiação devido à poluição e a mudanças climáticas, o período de tempo usado para estimar a radiação solar por um ano típico frequentemente apresenta uma contribuição considerável nas incertezas, chegando a 10% ou mais. Portanto, a incerteza depende fortemente da fonte dos dados e do período de referência utilizado.

Estudos realizados por Sürri et al. (2007), compreendido entre os anos de 1985 e 2004, mostram que a média do desvio padrão, quando são comparados valores anuais com valores a longo prazo, para a irradiação global no plano horizontal (Global Horizontal Irradiance – GHI, do inglês) varia, na maior parte dos casos, entre os valores de 4% a 6% ao ano. De acordo com Richter et al. (2015), valores de incerteza mais baixos, na faixa de 4%, são característicos de regiões de clima árido, regiões menos afetadas pela ocorrência de nuvens. Por outro lado, valores até 10% são comumente observados em regiões costeiras e montanhosas. Tais constatações mostram que características geográficas devem ser levadas em conta em análises de variabilidade do recurso solar.

Em relação a instrumentação/medição, a radiação solar global é geralmente medida por sensores tais como: piranômetros (termopilha/photodiode) ou células de silício sendo que o desempenho desses equipamentos de medições está relacionado a uma série de parâmetros portanto, as incertezas na medição da irradiação podem ser esperadas se as condições diferem significativamente das condições originais de calibração do sensor. É importante salientar, que a grande maioria dos fabricantes de piranômetros a termopilha fornecem um intervalo máximo de incerteza, o que é mais raro em sensores de silício, pois estes sensores fornecem apenas um valor grosseiro da incerteza, sendo que esse valor é proveniente de diversos fatores que contribuem para a incerteza geral da medição.

De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia (World Meteorological Organization – WMO, do inglês, 2008), as diferentes contribuições para a incerteza de sensores do tipo termopilha são: incerteza da calibração; desvio da medida e do sistema de medição (ex: erro na conversão analógica para digital) ao longo do tempo; resposta direcional (como função dos ângulos azimutal e zênite); temperatura dependente da sensibilidade; não linearidade; respostas espectral e de inclinação e “*offset*” ocasionado pela radiação térmica e mudanças de temperatura. Todas essas contribuições devem ser combinadas de acordo com as Eq. (1); Eq. (2) e Eq. (3). Portanto, os valores típicos de incertezas expandidas,  $U$ , (para intervalo de confiança de 95%) para diferentes tipos de sensores para a medição da radiação solar global são:  $\pm 2\%$ , para piranômetros padrão secundário;  $\pm 5\%$ , para piranômetros primeira classe;  $\pm 10\%$ , para piranômetros segunda classe;  $\pm 5\%$  a  $\pm 8\%$  para sensores de silício;

Para estimativas vindas de imagens de satélite, segundo Richter et al. (2015), para latitudes entre  $20^\circ$  a  $60^\circ$  com distintas condições climáticas, o desvio padrão do erro médio varia entre  $2\%$  a  $5\%$  para irradiação global (resolução anual). Valores similares foram encontrados por Pereira et al. (2006) para o território brasileiro (desvio padrão do erro médio entre  $5\%$  a  $7\%$  para irradiação global, resolução anual).

Em relação a conversão da irradiação global, em plano horizontal (GHI), para o plano do arranjo (Plane of Array – POA, do inglês) são necessárias duas etapas: GHI deve ser decomposta, através de modelos específicos, em duas componentes (irradiação difusa e direta em plano horizontal) e, posteriormente, essas componentes serem transformadas para o POA e recombinadas novamente para obtenção da irradiação global em plano inclinado. Estudos realizados por Brabandere et al. (2014), David, Laurent e Boland (2013); Ineichen (2011); Gueymard (2009) apresentaram resultados similares, para resolução horária, na utilização do modelo de decomposição Skartveit em combinação com os modelos de conversão de Hay e Davis/Perez onde o erro (RMSE) está entre  $4,5\%$  a  $5,4\%$ . Finalmente, neste trabalho, não foram consideradas as incertezas relacionadas aos modelos de avaliação do recurso solar a curto prazo (short term forecasting, do inglês).

#### 4.2. Incertezas (modelos módulos fotovoltaicos, temperatura e inversores)

Diversos são os modelos disponíveis na literatura (King, Boyson e Kratochvil, (2004); De Soto, Klein, Beckman (2006); Mermoud e Lejeune (2010) para a modelagem matemática de módulos fotovoltaicos sendo que estes modelos são utilizados em softwares, públicos ou comerciais, para realizar a estimativa do rendimento de energia produzida por sistemas FVs. Brabandere et al. (2014), realizaram a comparação de diferentes modelos para módulos fotovoltaicos de silício cristalino, e os valores de erros médios encontrados foram na ordem de  $\pm 1\%$  a  $\pm 3\%$ .

Cabe salientar que, independentemente do modelo utilizado, o desempenho previsto é baseado em entradas oriundas de medições ou não (ex: irradiação, temperatura de célula, fator de idealidade, corrente de curto-circuito, resistências série e paralela, constante de temperatura) exigindo, portanto, que as incertezas relacionadas a essas variáveis de entrada devam ser corretamente representadas através da regra de propagação de incertezas apresentada na seção 3.1. deste trabalho. Um estudo de sensibilidade foi realizado por Cathoor e Goverde (2014) que mostra como estes parâmetros podem variar, faixa de  $\pm 10\%$ , em relação ao valor de calibração.

Finalmente, um modelo simplificado de temperatura é recomendado para realização de simulações em um sistema fotovoltaico. Sürri et al. (2007) apresenta um modelo térmico (dinâmico de regressão multivariado com geometria distribuída) para módulos fotovoltaicos onde os resultados encontrados (erros médios) foram de grande precisão e bem

baixos (RMSE igual 1,04 K para diferentes amostragens) em relação aos demais modelos encontrados na literatura conforme destaca Richter et al. (2015).

Em relação aos modelos matemáticos para inversores, estes apresentam incertezas relativamente baixas se comparado com outros modelos no processo de modelagem de um sistema FV. A incerteza da eficiência medida do inversor é dada pela combinação das incertezas relacionadas aos valores medidos das potências CC e CA. De acordo com Baumgartner et al. (2007), a medição das incertezas está relacionada para cada valor de eficiência e depende fortemente da leitura da potência instantânea com o aparelho em escala ampla. Quando a leitura é baseada em um intervalo de confiança de 95%, as incertezas são da ordem de  $\pm 0,2\%$  a  $\pm 0,6\%$ , em média de  $\pm 0,22\%$  para leituras de potência instantânea em escala ampla,  $\pm 0,29\%$  à metade da escala ampla (50%) e  $\pm 0,45\%$  em um quarto da escala ampla.

#### 4.3. Incertezas devido às perdas adicionais no campo

Perdas adicionais que ocorrem em campo são atribuídas, principalmente, à poeira/sujeira, ao descasamento ocasionado pelo sombreamento entre as fileiras adjacente de painéis ou pelas tolerâncias dos módulos, degradação dos módulos, ocorrência de reflexão, perdas nos cabamentos CC e CA, disponibilidade e etc. Essas perdas adicionais são geralmente baseadas em hipóteses e, portanto, são motivos de incertezas que devem ser quantificadas e as mais importantes são descritas a seguir.

A sujeira que se acumula na superfície dos módulos fotovoltaicos depende muito do lugar em que o sistema está localizado e é causada, principalmente, por poluição, retenção de poeira ou pólen e depósitos de fezes de pássaros (Laukamp et al., 2002). Por essa razão, os efeitos da sujeira na produção de energia de um sistema FV são difíceis de modelar ou extrapolar. Em regiões de clima temperado, com chuvas bem distribuídas ao longo do ano, perdas devido à sujeira estão compreendidas, tipicamente, na faixa entre 0% a 4%, enquanto que perdas extremas, chegam a até 25%, e que podem ser verificadas em regiões áridas com períodos sazonais secos.

Isso sugere que as perdas devido à sujeira podem ser estimadas a partir de informações pluviométricas do local. As incertezas relacionadas às perdas por sujeira são estimadas entre  $\pm 0,4\%$  para sistemas regularmente limpos com mais de 800 mm de precipitação anual, chegando a 2,5%, ou mais, para sistemas localizados em locais cuja precipitação anual é inferior a 200mm (Richter et al., 2015).

A potência nominal atribuída a um módulo fotovoltaico pode divergir, em muitos casos, da potência medida. Testes realizados por instituições independentes garantem que os valores medidos estão compreendidos, tipicamente, em uma faixa de  $\pm 2\%$  do valor nominal. Porém, Marion et. al. (1999) encontrou valores de incertezas, através da combinação das incertezas de tensão, corrente, irradiância, temperatura e potência dos módulos, na ordem de  $\pm 5\%$  para módulos de silício cristalino (Si-c).

A degradação dos módulos de silício cristalino é o resultado da contribuição de dois eventos simultâneos: redução inicial da eficiência que ocorre nos primeiros dias de exposição do painel ao ambiente, fenômeno conhecido como Degradação Induzida pela Luz (LID), e um outro a longo prazo, que consiste em uma redução anual da eficiência ao longo dos anos. Uma revisão analítica realizada por Jordan e Kurtz et al. (2012) mostra que a degradação, a longo prazo, para módulos Si-c é cerca de 0,5%/ano, com uma incerteza de  $\pm 0,25\%$ , e para a degradação que ocorre nos primeiros dias de exposição está na faixa entre 0,16% a 1,31% com incertezas da ordem de  $\pm 0,8\%$  a  $\pm 1,7\%$ . A Tab. 1, de forma resumida os valores de incertezas relevantes no processo de modelamento de um sistema FV.

Tabela 1 - Incertezas relevantes no processo de modelamento sistema FV.

Incertezas no recurso solar						
Variabilidade climática ( $\sigma_{clim}$ )	Quantificação da irradiação ( $\sigma_{irr}$ )	Irradiação no plano dos módulos ( $\sigma_{G_{POA}}$ )	Conversão para o plano dos módulos ( $\sigma_{G_{POA} \rightarrow conv}$ )			
4,5%	5%	1%	5,2%			
Incertezas na modelagem do sistema						
Potência Nominal a STC	Modelo de temperatura			Modelagem do inversor		
$\sigma_{STC} - 5\%$	$\sigma_{TMP} - 1,45\%$			$\sigma_{Inv} - 0,3\%$		
Outras incertezas relacionadas ao campo						
Cabamento CC e CA		Disponibilidade e	Sujeira	Descasament o	Degradação	Reflexão
$\sigma_{CC} - 1\%$	$\sigma_{CA} - 1\%$	$\sigma_{Av} - 1\%$	$\sigma_{Solling} - 2\%$	$\sigma_{Mis} - 1\%$	$\sigma_{Deg} - 0,5\%$	$\sigma_{Refl} - 1\%$

## 5. DESCRIÇÃO DO PROGRAMA IMPLEMENTADO/RESULTADOS

O programa implementado no MATLAB<sup>®</sup> permite ao usuário modificar os valores da Tab. 1. Após a definição dos valores, o programa calcula a propagação das incertezas, de acordo com a Eq. (1), referentes à modelagem dos painéis, às perdas relacionadas ao campo e aos rendimentos final ( $\sigma_{\gamma_f}$ ) e de referência ( $\sigma_{\gamma_r}$ ). No entanto, para se aplicar o método, deve-se definir quais incertezas, de fato, afetam cada grandeza e, portanto, devem estar presentes na equação, por exemplo, as incertezas relacionadas à modelagem dos painéis fotovoltaicos ( $\sigma_{PVarr}$ ), ou seja, deve-se considerar as

incertezas na quantificação do recurso solar ( $\sigma_{Irr}$ ), a incerteza no modelo de temperatura ( $\sigma_{Tmp}$ ), a incerteza na potência nominal nas condições padrão ( $\sigma_{STC}$ ) e, quando um modelo de transposição é utilizado, a incerteza na conversão para o plano dos módulos ( $\sigma_{POA}$ ).

As incertezas referentes ao campo ( $\sigma_{Flid}$ ) é o resultado da combinação de todas as incertezas relacionadas às perdas adicionais que afetam o sistema, conforme descrito na seção 4.2.3. Fatores como as taxas de reflexão, tolerância, degradação anual dos módulos, a disponibilidade do sistema e a existência de perdas nos cabamentos (perdas ôhmicas CC/CA), também devem ser consideradas.

A incerteza no rendimento de referência ( $\sigma_{\gamma_r}$ ) é o resultado da incerteza na quantificação do recurso solar no plano dos módulos ( $\sigma_{G-POA}$ ), que, por sua vez, depende da fonte de dados, como por exemplo, do piranômetro, do sensor de silício ou de dados de imagem de satélite como destaca Richter et al. (2015). Quando os valores de radiação solar são estimados, a variabilidade climática, cujo comportamento é estocástico, também deve ser considerada, resultando em um aumento significativo da incerteza.

Cabe salientar que é necessário classificar cada incerteza como sistemática ou aleatória (estocástica). Enquanto que as variações estocásticas divergem de ano para ano, o impacto dos desvios sistemáticos é sempre o mesmo para um determinado sistema. Logo, pode-se afirmar que a variação anual da irradiação solar constitui um bom exemplo de desvio estocástico. Por outro lado, desvios no rendimento devido a características inerentes do sistema ocorrem a cada ano e são, portanto, sistemáticas.

De acordo com Richer et al. (2015), a incerteza no rendimento final ( $\sigma_{\gamma_f}$ ) é determinada apenas pela incerteza na energia ( $\sigma_E$ ). Em se tratando de um sistema com monitoração, as incertezas nas medições de corrente ( $\sigma_I$ ) e tensão ( $\sigma_V$ ) devem também serem consideradas. No entanto, quando a estimativa da energia gerada é realizada a partir de dados do próprio SFCR, sua incerteza depende dos diferentes modelos utilizados e das variáveis externas específicas da localidade onde o sistema está instalado.

É importante ressaltar que, para os valores típicos apresentados durante a seção 4 e identificados na Tab. 1, a incerteza combinada na estimativa da energia ( $\sigma_E$ ) gerada por um sistema FV varia de  $\pm 6\%$  a  $\pm 8\%$ . Assim como foi discutido anteriormente, nesta mesma seção, as grandezas de referência inseridas no início do código são aplicadas a Eq. (4), de forma a se obter o valor do rendimento global (*Performance Ratio* – PR, em inglês) atribuído ao sistema.

$$PR = \frac{\gamma_f}{\gamma_r} = \frac{E \cdot G_{POA}}{P_n \cdot G_{STC}} \quad (4)$$

A partir dessa Eq. (4), aplica-se novamente a regra de propagação das incertezas, combinando as incertezas do rendimento final do sistema ( $\sigma_{\gamma_f}$ ) com a incerteza do rendimento de referência ( $\sigma_{\gamma_r}$ ), a fim de se obter o valor da incerteza relacionada ao Performance Ratio ( $\sigma_{PR}$ ), conforme mostra a Eq. (5).

$$\sigma_{PR} = \sqrt{\left(\frac{1}{\gamma_r} \cdot \sigma_{\gamma_f}\right)^2 + \left(\frac{\gamma_f}{\gamma_r^2} \cdot \sigma_{\gamma_r}\right)^2} \quad (5)$$

Considerando os valores apresentados na seção 4 definidos para a incerteza do rendimento final do sistema ( $\sigma_{\gamma_f}$ ) e da incerteza do rendimento de referência ( $\sigma_{\gamma_r}$ ), a incerteza combinada do cálculo da PR anual varia, tipicamente, de  $\pm 2,5\%$  a  $\pm 3\%$  para um sistema com boa instrumentação/calibração. Quando os valores são diretamente fornecidos pelo software do inversor e utilizando imagens de satélites ou dispositivos de medição de radiação solar do tipo célula de silício, cuja precisão é mais reduzida, a incerteza combinada de PR calculado é maior, podendo assumir valores que variam entre  $\pm 4\%$  a  $\pm 6\%$ .

A última tarefa executada no código é o cálculo das incertezas padrão ( $U_{PR}$ ) e expandidas ( $U_E$ ) que, ao se considerar um intervalo de confiança de 95% (para uma função de distribuição de probabilidade normal ou Gaussiana), resume-se à multiplicação de cada uma das respectivas incertezas por um fator de abrangência de 1,96 como já apresentado anteriormente.

Como descrito na seção 3, o método foi testado com valores de geração para dois micro geradores, UFV GPM (6,58 kWp) o qual possui produção média anual de energia de 9.217 kWh/ano e energia específica de 1.400 kWh/kWp e a UFV Arasol (21,75 kWp) a qual possui produção média anual de energia de 30.058 kWh/ano e energia específica de 1.410 kWh/kWp. Inserindo-se essas informações no início do código desenvolvido, e também dados INPE/SWERA (Pereira et al., 2006) de irradiação média diária anual no plano dos módulos FV para as cidades de Uberlândia-MG, ( $G_{POA} = 5,74 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ ) e Palmas - TO ( $G_{POA} = 5,8 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ ), foi possível obter os valores de incertezas atribuídas ao PR e à produção de energia anual para as micro usinas fotovoltaicas em questão. Quando o programa é executado, obtêm-se os valores para a incerteza padrão e expandida conforme apresenta a Tab. 2.

Tabela 2 – Incertezas (padrão e expandida) para a energia produzida/PR das UFVs GPM e Arasol.

Incetezas	Performance Ratio (PR)	Energia produzida (E)
<b>Padrão (UFV GPM)</b>	1,84%	9,72 %
<b>Expandida (UFV GPM)</b>	3,60%	19,05 %
<b>Padrão (UFV Arasol)</b>	1,85 %	9,72 %
<b>Expandida (UFV Arasol)</b>	3,62 %	19,05 %

De acordo com a Tab. 2, os valores encontrados para as incertezas padrão e expandidas foram praticamente iguais para ambos os sistemas. Tal fato se deve à padronização das incertezas estabelecidas para ambos os casos e também à similaridade com os dados utilizados de radiação solar global no plano dos módulos. Apesar dessa semelhança, já esperada, o método estabelecido se mostrou eficaz e sua implementação simples de ser realizada, sendo que os resultados associados ao PR (ex: incerteza expandida) está de acordo com a faixa de valores apresentada por Ritcher et al. (2015), já descrita anteriormente, enquanto que o valor da incerteza padrão e expandida para (E), estão acima do que é apresentado por Ritcher et al. (2015).

## 6. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram identificadas e descritas as principais incertezas envolvidas no processo de modelagem matemática para a quantificação da progação das mesmas na estimativa de geração de energia de um sistema fotovoltaico. Um método estatístico simples porém, consistente, foi implementado no software MATLAB® e este foi aplicado nos dados de geração de dois micro geradores fotovoltaicos, de diferentes potências instaladas e localidades, e assim, foi possível calcular as incertezas na estimativa da geração para essas duas pequenas usinas sendo que os resultados encontrados foram similares e próximos aos encontrado na literatura.

É importante salientar que ao se estimar a produção de energia de um sistema FV, as incertezas relacionadas às condições ambientais (ex: irradiância) se mostram relativamente elevadas. Por isso, e como destacam Ritcher et al. (2015) e Thevenard e Pelland (2013) é importante identificar todos os elementos relevantes para o cálculo da propagação da incerteza final e procurar abordar adequadamente o cenário no qual o sistema está inserido, de forma a aumentar a precisão da previsão e assim, obter melhores resultados econômico/financeiro.

### *Agradecimentos*

Às empresas Alsol Energia Renováveis S.A (UFV PGM) e Arasol Energia Solar Ltda. (UFV Arasol) pelo apoio e o fornecimento dos dados relativos aos sistemas apresentados neste artigo. Trabalho desenvolvido no âmbito do programa de P&D Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, da ANEEL, CEMIG - D713.

## REFERÊNCIAS

- Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Brundlinger, H. Haberlin, Zehner, M. 2007. Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency. In: EU PVSEC 2007, Milão, pp. 2499 – 2505.
- Buiatti, G. M. 2013. Inovações no marketing para pequenas empresas – Selo Solar para PGM Sistemas. In: Renex South America – Feira Internacional de Energias Renováveis.
- Cathor, F.; Anagnostos, D. 2014. What – if experimental validation and extended framework: A system scenario approach. WP1 – Deliverable D1.3.
- David, M.; Laurent, P., Boland, J. 2013. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy* vol. 79, n. 51, p. 124-131.
- De Soto, W.; Klein, A.; Beckman, W. A. 2006. Improvement and Validation of Model for Photovoltaic Array Performance. *Solar Energy*, v. 80, 78.
- Gueymard, C. 2009. Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications *Solar Energy*, Vol. 83, No. 5, pp. 432-444.
- Hansen, C.; Pohl, A.; Jordan, D. 2013. Uncertainty and Sensitivity Analysis for Photovoltaic System Modeling. Sandia Report – SAND2013-10358, Sandia National Laboratories, EUA, p.60.
- International Standard Organization (ISO/IEC), 2008. Guide 98-3:2008 – uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement, pp. 1–28.
- Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM), 2010. “Evaluation of measurement data - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement,” Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM).
- Jordan, D. C.; Kurtz S. R. 2012. Photovoltaic degradation rates—an analytical review, *Progress in Photovoltaics. Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29.
- King, D. L.; Boyson, W.E.; Kratochvil, J. E. 2004. Photovoltaic Array Performance Model. Sandia National Laboratories Report SAND2004-35353, Agosto.
- Laukamp, H., Schoen, T., Ruoss, D. 2002. Reliability Study of Grid Connected PV Systems, Field Experience and Recommended Design Practice. IEA PV Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T7-08.
- Marion, W. F., B. Kroposki, K. Emery, J. Del Cueto, D. Myers, and C. Osterwald. 1999. Validation of photovoltaic module energy ratings procedure at NREL. National Renewable Energy Laboratory, Golden.
- Martinez-Moreno, F.; Lorenzo, E.; Navarte, L.; Moretón, R.; Tyutyundzhiev, N.; Parra, I. 2015. Technical Specifications and Quality Control Procedures For Reducing The Uncertainty in PV Installations: Results of the FP7 Project PVCrops. In: 30<sup>th</sup> EU PVSEC, Hamburg, Germany. pp. 2217 – 3260.
- Menezes, A.; Macêdo, W. N.; Kochi, J.; Resende, D. 2016. Análise de operação do primeiro ano de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 21,75 kWp na cidade de Palmas-TO segundo a Resolução 482/2012 da ANEEL. In: VI CBENS, Belo Horizonte.

- Mermoud, A.; T. Lejeune. 2010. Performance Assessment of a simulation model for PV modules of any available technology, In: 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Valencia, Spain.
- Müller, B; Hardt, L.; Armbruster, A.; Kiefer, K. Reise, C. 2014. Yield Predictions For Photovoltaic Power Plants: Empirical Validation, Recent Advances And Remaining Uncertainties. In: 29<sup>th</sup> European PV Solar Energy Conference and Exhibition - EU PVSEC, Amsterdam, Netherlands. pp. 2499 – 2505.
- Pereira, E., Martins, F. Abreu, S.; Ruther, R. 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos / SP.
- Richter, M., De Brabandere, K., Kalisch, J., Schmidt, T., E. Lorenz, 2015. “Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling”, Performance Plus WP2 Deliverable D2.4.
- Schniter, M.; Thuman, C.; Johnson, P.; 2012. Reducing Uncertainty in Solar Energy Estimates – Mitigating Energy Risk Through On-Site Monitoring. AWS True Power report, Albany, New York.
- Süri, M., Hund, T.; Dunlop, E; Albuisson, M. 2007. Uncertainties in photovoltaic electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. In: 22nd EU PVSEC, Milan, Italy. pp. 2217 – 3260.
- Thevenard, D., Pelland, S. 2013. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. Solar Energy, Vol. 91, pp. 432-445.
- World Meteorological Organization, 2008. Guide to meteorological instruments and methods of Observation. Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization.

#### **METHOD FOR CALCULATION OF UNCERTAINTY PROPAGATION IN ESTIMATE POWER GENERATION FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**

**Abstract.** *In recent years, the photovoltaic market in Brazil is maturing and thus, investment growth in the sector and consequently large solar power plants projects or through distributed generation. So increasingly, investor confidence will depend on the energy forecast generated by these photovoltaic systems particularly in performance contracts. Thus, for the realization of the same, a sequence of energy conversion and insertion of parameters is required in a process of mathematical modeling of the system, and each of these are related to a particular type uncertainty. The uncertainties in these models, increase from several sources and consequently, these uncertainties contribute to the overall uncertainty in predicting the system power production. Therefore, in this work, uncertainties are identified, described and quantified by a simple statistical method however, consistently, to calculate the propagation of uncertainty in power generation. This method was implement in MATLAB © and applied to a two micro PV generators installed in different locations.*

**Key words:** *Uncertainty propagation, Generation estimate, Photovoltaics systems.*