



Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento-GES

Efeito da discretização temporal na estimativa da produção de energia de usinas fotovoltaicas

**CRISTIANO SABOIA RUSCHEL(1); GUSTAVO PIRES DA PONTE(1);
EPE(1);**

RESUMO

Para a simulação de produção de energia de projetos fotovoltaicos utiliza-se normalmente o ano meteorológico típico (TMY) para o local, com discretização horária. Contudo, estudos indicam que simulações utilizando bases horárias podem superestimar a produção de energia, pois a integralização de dados atenua valores de produção mais elevados, que na prática seriam cortados por ultrapassar o limite do inversor. Esse trabalho analisa esse efeito, com simulações em bases de 1 minuto, 10 minutos e horárias, confirmando essas diferenças, e indicando que estas podem ser relevantes a depender do dimensionamento do projeto.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Solar, Energia Fotovoltaica, Simulação Computacional, Dados Solarimétricos, TMY

1.0 - INTRODUÇÃO

Para participação de empreendimentos fotovoltaicos nos leilões de energia do mercado regulado, exige-se a estimativa da produção de energia com probabilidade de ocorrência de 50% (P50), que é considerada para estipular a garantia física do empreendimento. Tal estimativa deve ser realizada por um certificador independente, e envolve diferentes etapas. É necessária primeiramente a obtenção de dados solarimétricos representativos do local do empreendimento, provenientes de dados de longo prazo (em geral de um modelo de satélite) combinados a uma medição local de no mínimo um ano de duração (1). De posse desses dados, a metodologia mais utilizada é a obtenção do ano meteorológico típico (TMY) para o local, que consiste em uma composição dos meses mais representativos daquele período de acordo com critérios de análise pré-estabelecidos.

Os dados do TMY possuem discretização horária, ou seja, utilizam-se as médias de irradiância de cada hora como representativas para os 60 minutos correspondentes. Ao se integralizar períodos de tempo mais longos, a tendência é de que variações instantâneas sejam suavizadas. Assim, valores extremos que são verificados instantaneamente não são percebidos nos dados integralizados, o que se mostra relevante para projetos fotovoltaicos, cujos módulos respondem às variações instantâneas de irradiância. Em (2), estudou-se a diferença nas frequências acumuladas dos dados de irradiação medidos na cidade de Kassel, na Alemanha, ao se utilizar diferentes resoluções temporais. É indicado que as medições em base de tempo mais curta apresentam maior fração na faixa de irradiâncias acima de 1000 W/m². Para médias de 15 segundos, mais de 5% da energia anual seria gerada acima dessa faixa, enquanto médias horárias indicavam uma fração da ordem de 1%.

No projeto de uma usina fotovoltaica, dados meteorológicos em base horária são utilizados, entre outras finalidades, para a determinação do fator de dimensionamento do inversor. Esse é definido como a razão entre a



potência do inversor e a soma das potências dos módulos conectados ao mesmo, sendo usualmente menor do que um. Levando em conta que a potência nominal dos módulos é dada para condições de laboratório, 25°C e 1000W/m² (3), avalia-se que na maior parte do tempo estes estarão operando abaixo de sua potência nominal, e, portanto, utiliza-se uma potência inferior para o inversor.

Contudo, ao se avaliar a produção de energia utilizando dados solarimétricos em base de tempo mais curta, percebe-se que há mais momentos em que os módulos chegam a níveis próximos ou superiores à sua potência nominal do que o estimado com dados horários, devido à maior quantidade de momentos de irradiação elevada. Esse efeito foi demonstrado por (4) para sistemas conectados à rede em Freiburg, Alemanha e Florianópolis, indicando diferentes fatores de dimensionamento do inversor dependendo da base de tempo utilizada para o cálculo.

Com a acentuada queda de preço dos módulos fotovoltaicos, que não se verifica na mesma proporção para os demais equipamentos, os projetistas têm reduzido o fator de dimensionamento de seus projetos, como será mostrado na Figura 6 adiante, aumentando seu fator de capacidade. A isso se soma a tendência de utilização de estruturas com rastreamento de 1 eixo, que cresceram de 9% para 96% dos projetos habilitados entre o leilão A-5 de 2014, e o Leilão A-4 de 2018, este o mais recente dentre os realizados (5). Assim, espera-se que os sistemas dimensionados com as práticas mais recentes permaneçam mais tempo operando próximo a sua potência nominal. Com isso, o efeito do desvio na frequência acumulada dos níveis de irradiação devido à integralização dos dados tende a ser maior.

Neste trabalho é investigado o efeito da integralização de dados solarimétricos para a estimativa da produção de energia. A partir do uso da mesma base de dados, de minuto a minuto e integralizada a cada 10 minutos ou a cada hora, estuda-se as diferenças no resultado da estimativa de produção de energia em um software de simulação. O local estudado, no interior da Bahia, é de grande interesse, pois possui recurso solar representativo em relação a diversas usinas solares fotovoltaicas que vêm sendo instaladas. São utilizadas as tendências recentes de dimensionamento de projetos e é avaliada a influência destas na simulação de produções de energia com diferentes resoluções temporais.

2.0 - METODOLOGIA

Para a avaliação do efeito da integralização dos dados no cálculo da produção de energia, simula-se a produção de energia de uma usina fotovoltaica utilizando 3 resoluções temporais: 1 minuto, 10 minutos e 1 hora. Utiliza-se o Software System Advisor Model (SAM), do National Renewable Energy Laboratory (NREL), que permite a simulação de produção fotovoltaica em intervalos sub-horários de até 1 minuto, bastando que o arquivo climático de entrada possua o intervalo desejado.

Os dados solarimétricos utilizados referem-se a um ano medido em uma localidade no interior do Estado da Bahia, com dados medidos a cada segundo e integralização de 1 minuto. Para as simulações de 10 minutos e 1 hora, são obtidas as médias referentes a esses períodos do arquivo original.

Foram testados 30 diferentes fatores de dimensionamento de inversor (FDI), a fim de avaliar o impacto dessa variável e da discretização temporal dos dados solarimétricos na produção de energia. Para avaliar o efeito da variação do FDI, foi mantido fixo um inversor de 1 MW, e variou-se o número de séries de módulos em paralelo, mantendo-se constante o número de módulos em série do arranjo. Os módulos selecionados foram de silício policristalino, de 310 Wp cada, com séries de 18 módulos. A quantidade de séries em paralelo variou entre 190 e 335, em intervalos de 5 em 5. Esses valores representam uma redução de FDI de 0,94 para 0,53.

Avaliou-se a produção anual de uma usina utilizando rastreamento de um eixo, seguindo a tendência observada para centrais fotovoltaicas de grande porte. Foram desconsiderados efeitos de sombreamento, e de perdas por sujeira. Para as demais perdas, foram adotados valores padrão sugeridos na literatura.

3.0 - RESULTADOS

A Figura 1 mostra o corte percentual por subdimensionamento do inversor (*inverter power clipping*) para cada base de tempo para cada quantidade de módulos adotada. Conforme esperado, quanto maior a quantidade de módulos, mantendo-se o inversor fixo, maior é o corte percentual, pois mais tempo o arranjo fornecerá uma potência superior àquela suportada pelo inversor. Destaca-se, adicionalmente, a diferença obtida para as resoluções temporais de 1 minuto, 10 minutos e 1 hora, com os mesmos fatores de dimensionamento do inversor. Em todos os casos, o corte é maior quando se utiliza a base de tempo mais discreta, e a diferença percentual cresce para inversores mais carregados, chegando a cerca de 5%.

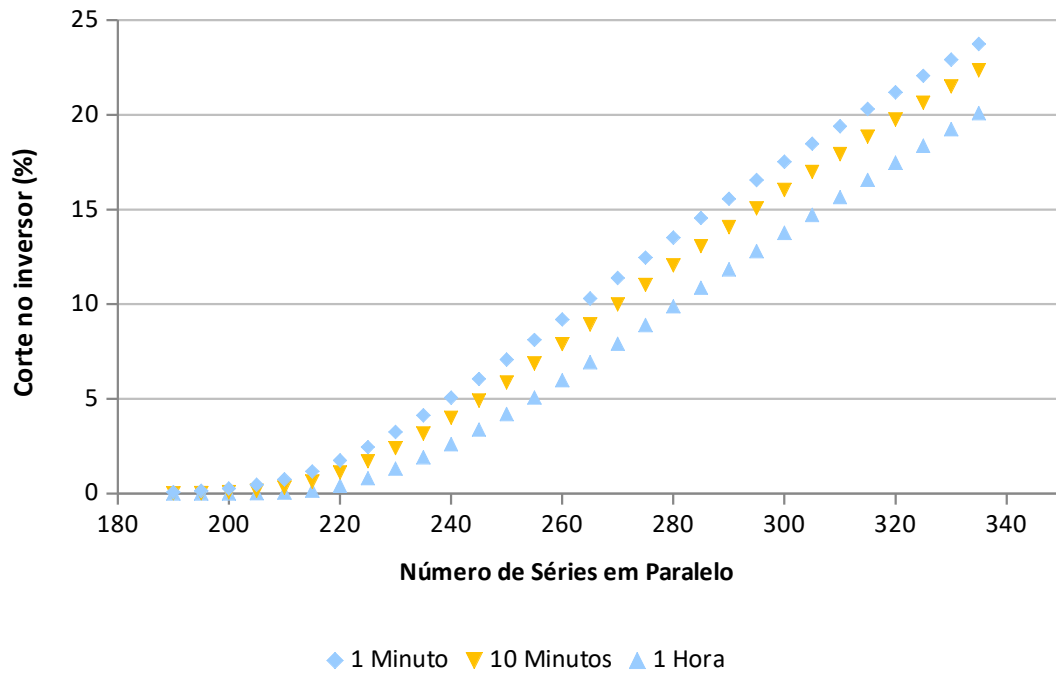


Figura 1 – Corte por sobrepotência no inversor em cada caso

Assim, confirma-se a hipótese proposta, de que para fatores de dimensionamento mais agressivos, o efeito da integralização dos dados na produção de energia é maior. A causa dessas diferenças no corte pode ser mais bem compreendida analisando-se as Figuras 2 e 3, que mostram a produção de energia em determinados períodos de um dia, para diferentes FDI e resoluções temporais. Confirma-se também nesses resultados a atenuação das variações de produção para intervalos de tempo maiores.

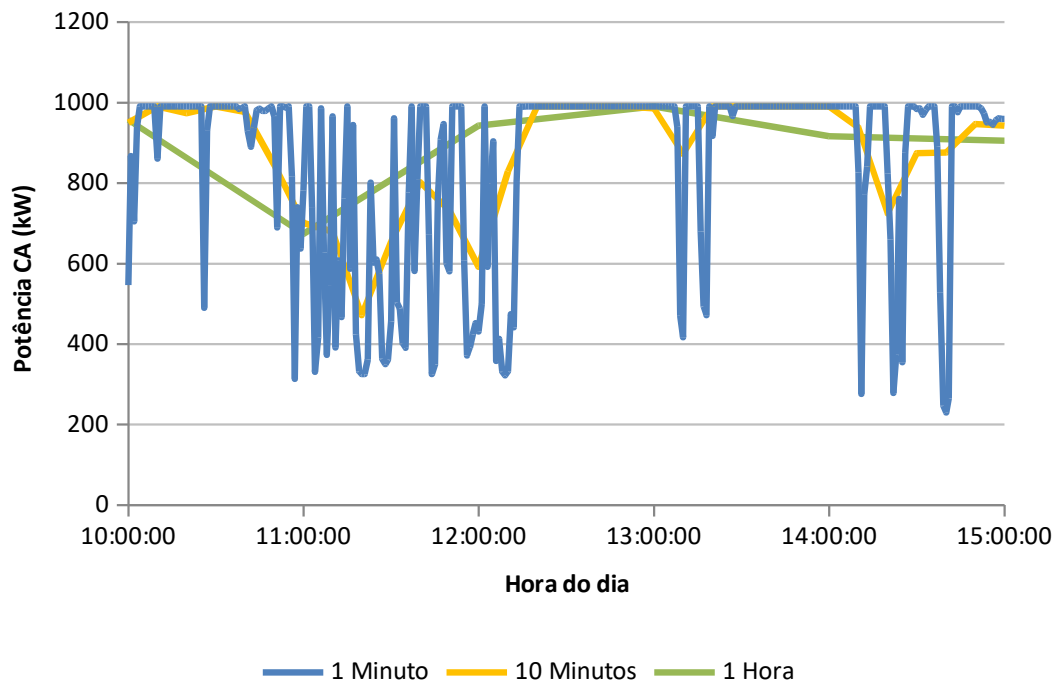


Figura 2 – Produção em diferentes bases de tempo com 210 séries (FDI = 0,85)

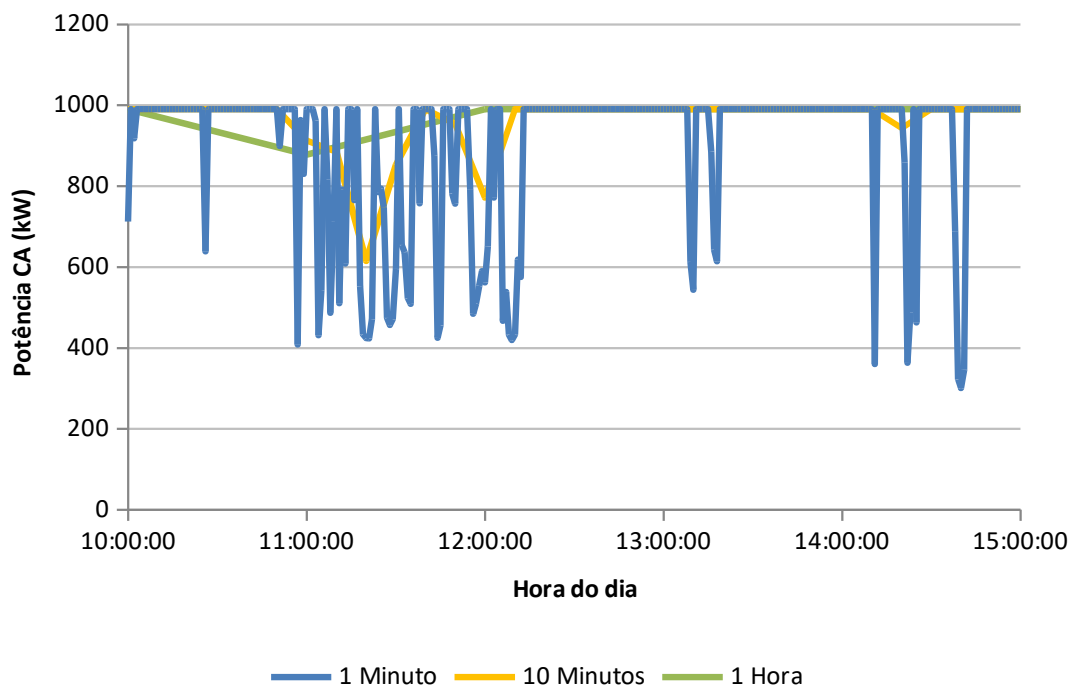


Figura 3 – Produção em diferentes bases de tempo com 275 séries (FDI = 0,65)

Contudo, devido a outros efeitos que serão descritos posteriormente, a relação com a energia anual produzida não é diretamente proporcional ao corte no inversor. A Figura 4 mostra a produção anual de energia para cada base de tempo, em cada quantidade de módulos testada.

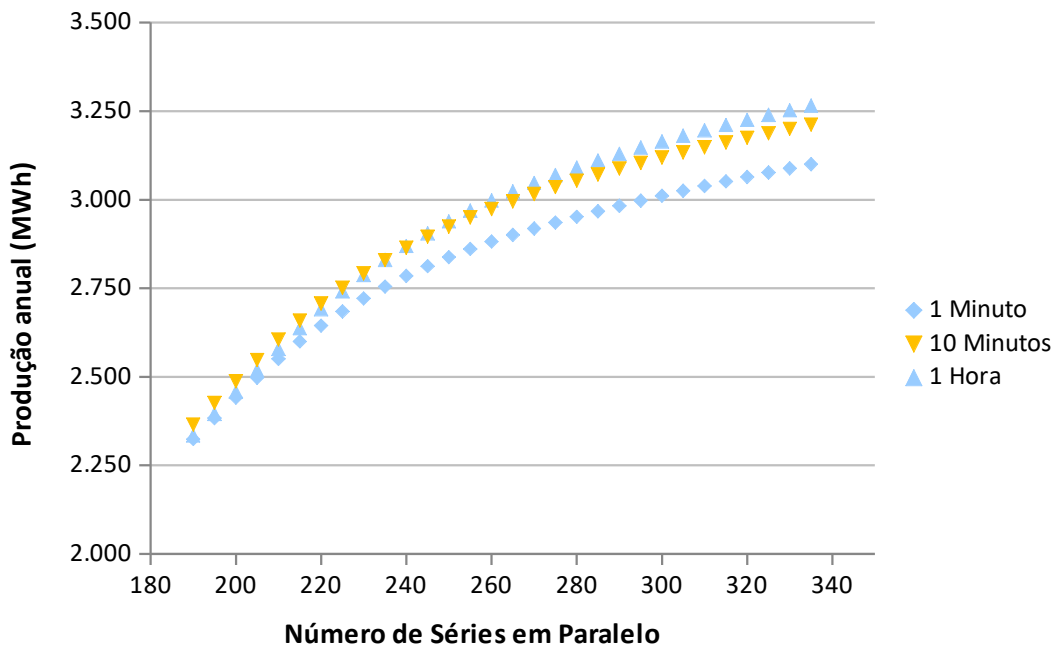


Figura 4 – Produção anual de energia para cada caso

Em todos os casos, a produção é inferior ao considerar-se a base de tempo mais discreta (de 1 minuto). Percebe-se ainda que, para menores quantidades de módulos fotovoltaicos, a maior produção de energia é obtida ao se utilizar o arquivo de 10 em 10 minutos para simulação. Ao se aumentar a quantidade de módulos, entretanto, a simulação horária passa a fornecer maior energia anual.

Há dois efeitos principais que fazem com que a variação da produção de energia difira da variação no corte no inversor. A irradiação anual calculada para o plano inclinado resultou diferente nos três casos. Enquanto para a discretização de 10 minutos a irradiação foi cerca de 1,1% superior ao caso base (de minuto em minuto), na simulação horária a irradiação anual foi 1,1% menor. Tais discrepâncias ocorrem pela não-linearidade do ângulo de incidência da irradiação nos módulos, e pelo deslocamento temporal da radiação que pode ocorrer na integralização dos dados. Quando os dados de 1 minuto são integralizados, suas médias, sejam de 10 minutos ou uma hora, são atribuídos a um minuto específico, usualmente o início ou o meio do intervalo. Como a variação do ângulo de incidência não é linear, tal consideração leva a diferenças na irradiação recebida pelo plano dos módulos, especialmente com o uso de rastreamento de um eixo.

O segundo efeito é a diferença na perda calculada nos módulos. O software SAM agrupa diferentes perdas dentro dessa categoria, incluindo as perdas por temperatura, por ângulo de incidência (IAM) e as perdas espectrais. A primeira é influenciada principalmente pela irradiação e pela temperatura ambiente. Assim, como os totais de irradiação no plano inclinado (e as distribuições desses totais) são alteradas dependendo da base de tempo considerada, a temperatura (e as perdas por temperatura) também o são. As perdas por IAM são diretamente dependentes do ângulo de incidência, que, conforme discutido, sofre erros durante a integralização dos dados. Por sua vez, a perda espectral depende basicamente do ângulo de zênite do sol. Devido a não-linearidade também nesse ângulo, a integralização de dados e a consideração de produção concentrada em determinados instantes influenciam em seu valor.

A combinação de todos esses efeitos leva às diferenças mostradas na energia anual produzida pela usina fotovoltaica de referência para cada resolução temporal. Para melhor visualização, a Figura 5 apresenta a diferença percentual na produção de energia quando a simulação passa de minuto a minuto para horária.

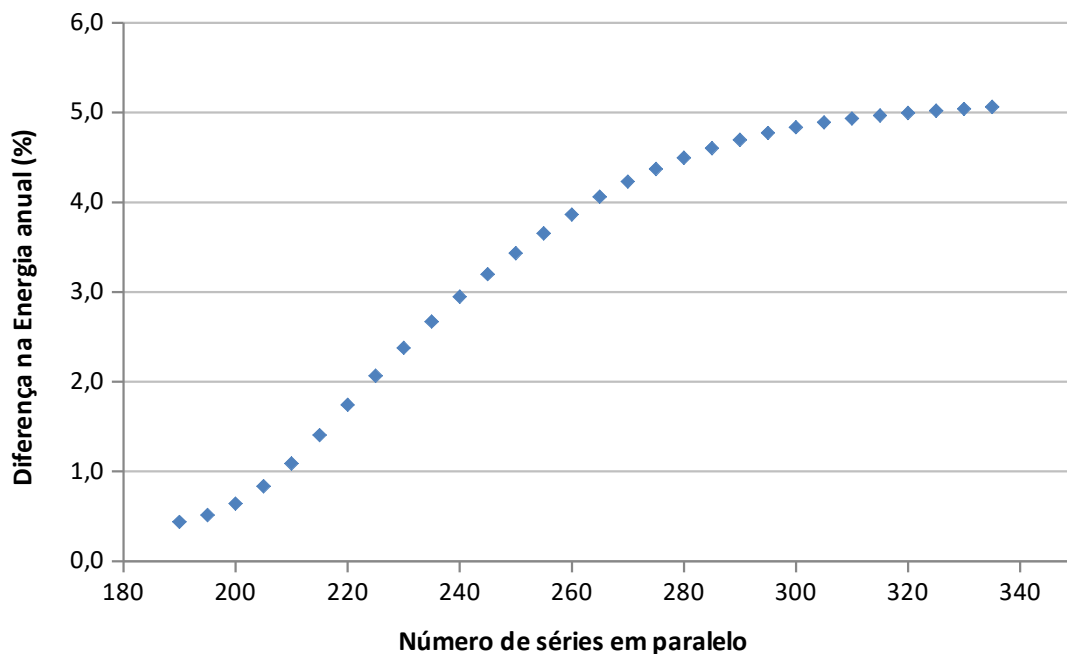


Figura 5 – Diferença entre a energia calculada nas bases de 1 minuto e 1 hora

O uso da simulação horária leva a uma estimativa otimista de produção de energia. Percebe-se ainda que quanto menor o fator de dimensionamento do inversor, mais acentuado é esse efeito. Contudo, essa diferença parece tender a um valor para fatores de dimensionamento do inversor muito baixos, ou seja, grandes quantidades de módulos para um mesmo inversor. Nesses casos, mesmo com a integralização horária, a produção do arranjo ultrapassa com frequência os limites do inversor, e a produção CA é limitada à potência nominal do inversor.

A variação nessa diferença no cálculo da energia anual é notável com o aumento de 200 para 260 séries em paralelo, crescendo de menos de 1% para cerca de 4%. Esse aumento na quantidade de módulos corresponde a uma queda no FDI de 0,89 para 0,69.

Como mencionado, há uma tendência nos projetos recentes de se utilizar FDI's cada vez menores nos projetos cadastrados nos leilões de energia, o que pode ser observado na Figura 6, que mostra os valores mínimos e máximos de FDI a cada leilão (barras), os primeiros e terceiros quartis, dentro da caixa azul, bem como a média, em losangos de cor laranja.

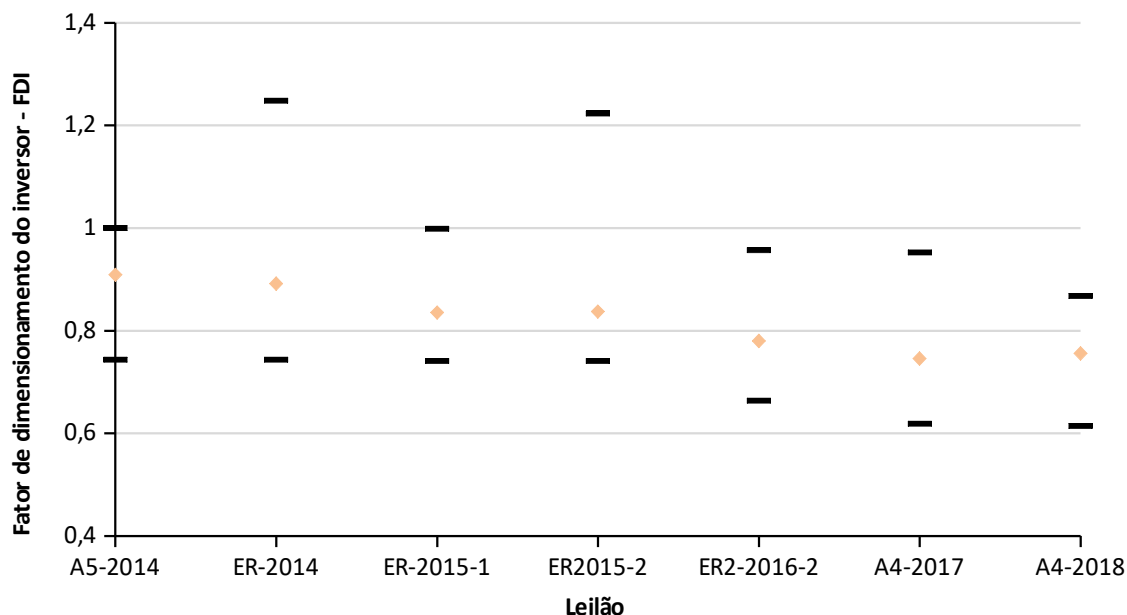


Figura 6 – Evolução do dimensionamento de projetos nos leilões de energia
Fonte: [5]

Enquanto no ano de 2014 os projetos consideravam FDI's médios próximos a 0,9, a média nos leilões de 2017 e 2018 se aproximou de 0,75. Essa redução no FDI implica em um aumento na diferença entre as produções de energia calculadas por simulações horária e a cada minuto. Conforme demonstrado na Figura 5, considerando-se as premissas deste estudo, tal variação implicaria em um aumento de cerca de 1% para mais de 2,5% da diferença na produção. Os valores mínimos de FDI verificados são ainda mais arrojados, próximos a 0,6, equivalendo na Figura 5 a cerca de 300 módulos em paralelo, o que significaria diferenças de cerca de 5% entre as simulações horária e a cada minuto.

Considerando essa tendência, torna-se cada vez mais necessária a consideração desses efeitos quando da estimativa da produção de energia de sistemas fotovoltaicos. Não sendo razoável supor que bases de dados com resoluções temporais da ordem de minutos estarão disponíveis em um futuro próximo, sobretudo aquelas de longo prazo, outras abordagens devem ser tomadas. Uma possibilidade para representação desse efeito seria inserir um incremento na perda calculada na simulação horária, baseando-se em estudos que levem em consideração as características do recurso solar específico do local do projeto, bem como suas características técnicas, equipamentos e dimensionamento. Pode-se, por exemplo, calcular esse efeito a partir de medições locais de alta resolução temporal, por um período mais curto, extrapolando os resultados para as estimativas de produção de energia de longo prazo, ainda que haja uma incerteza associada a esse método.

4.0 - CONCLUSÃO

Idealmente, a estimativa de produção de energia de um projeto fotovoltaico deveria ser feita considerando a base de tempo mais curta possível. Contudo, mesmo que se possua uma medição local com base de tempo de, por exemplo, um minuto, os dados de longo prazo disponíveis para geração de anos meteorológicos típicos geralmente possuem bases com tempos mais longos. Alguns modelos de satélites, em períodos mais recentes, fornecem dados sub-horários, mas não com um período suficiente para capturar os efeitos de longo prazo do local. Portanto, em geral, as estimativas de produção de energia são realizadas utilizando dados em base horária.



O efeito da integralização da irradiação solar em bases de tempo maiores tende a reduzir os picos da irradiação, atenuando as perdas por sobrepotência no inversor. Assim, as simulações utilizando bases horárias tendem a subestimar essas perdas, levando a resultados de produção anual de energia maiores do que aqueles calculados em bases de tempo mais curtas. Esse efeito é mais acentuado quanto menor for o fator de dimensionamento do inversor, ou seja, quanto mais módulos forem instalados para determinada potência CA. Demonstrou-se que a redução do FDI de 0,89, valor mais comum em projetos mais antigos, para 0,75, fator médio utilizado em projetos atuais, fez com que a diferença entre as simulações horárias e em base de minuto aumente de 1% para mais de 2,5% no caso avaliado.

Portanto, em projetos que utilizam fatores de dimensionamento do inversor mais baixos, deve ser avaliada com cautela a estimativa de produção obtida por meio de simulações em base horária, podendo ser necessário um estudo adicional para estimar o erro inserido na estimativa pela falta de discretização dos dados. Ressalta-se que os valores obtidos neste estudo são indicativos, já que estes podem ser fortemente dependentes do recurso solar local, e cada caso deve ser avaliado individualmente.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ruschel, C.S., Ponte. G. P. - Metodologias de Ajuste de Dados Solarimétricos Visando a Estimativa de Produção de Energia de Longo Prazo, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, abril de 2018.
- [2] Ransome, S., Funtan, P. – Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV system performance accurately, 2005.
- [3] IEC 60904:2006 – Photovoltaic Devices, 2006
- [4] Burger, B., Ruther. R., Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy 80, 35-45, 2006
- [5] EPE - Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia, Nota Técnica, outubro de 2018.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cristiano Saboia Ruschel, nascido em Guaíba – RS em 1988, é Analista de Pesquisa Energética na EPE, e Engenheiro Mecânico graduado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS (conclusão em 2012). Possui mestrado em Energia também pela UFRGS (conclusão em 2015), e atualmente cursa doutorado nos mesmos programa e instituição.

Gustavo Pires da Ponte, nascido em Brasília – DF em 1984, é Consultor Técnico na EPE, graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade de Brasília - UnB (conclusão em 2008) e pós-graduado em Engenharia de Tubulações pela PUC-Rio (conclusão em 2010) e mestrando Engenharia Urbana e Ambiental pela PUC-Rio e Technische Universität Braunschweig.