

ANÁLISE DO SUBDIMENSIONAMENTO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM DADOS SOLARIMÉTRICOS DE SETE LAGOAS-MG-BRASIL

JOÃO PAULO NASCIMENTO GOMES¹ & ALÍPIO MONTEIRO BARBOSA²

¹Graduando em Engenharia Elétrica, jpngomes94@gmail.com

²Professor do Curso de Engenharia Elétrica, alipiomonteiro@yahoo.com.br

Caderno Saberes, n. 6, 2020

RESUMO - O objetivo deste trabalho foi avaliar a influência do subdimensionamento do inversor no desempenho de sistemas fotovoltaicos na cidade de Sete Lagoas-MG, para isso foi realizada uma simulação computacional que avaliou três modelos de inversores fotovoltaicos do ponto de vista de produtividade, desempenho e perdas para uma ampla faixa de valores de fator de dimensionamento do inversor (FDI), além de um estudo de caso que avaliou a frequência da ocorrência de perdas por limitação de potência em um sistema fotovoltaico que se encontrava subdimensionado. Os resultados mostraram que utilizar um inversor fotovoltaico subdimensionado na cidade de Sete Lagoas pode ser benéfico ao sistema.

Palavras-chave: Fator de Dimensionamento do Inversor. Inversor Fotovoltaico. Sete Lagoas. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Subdimensionamento do Inversor Fotovoltaico.

INTRODUÇÃO

O grande crescimento da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), aliado a necessidade de redução dos custos destes sistemas que ainda são considerados elevados, traz como uma boa alternativa os estudos voltados para otimização do mesmo, entre eles o da otimização do dimensionamento do inversor fotovoltaico, equipamento que condiciona a potência entregue à rede elétrica.

Tal estudo pode ser útil, pois de acordo com Macêdo (2006) os módulos fotovoltaicos raramente entregam sua potência nominal, visto que as condições climatológicas para que isso ocorra nem sempre acontecem simultaneamente, e isso aliado ao fato de que o dimensionamento do inversor deve ser feito de modo a não subutilizar e nem sobrecarregar o mesmo levou os projetistas de sistemas fotovoltaicos a questionarem o porquê de não se utilizar um inversor com potência inferior ao do gerador fotovoltaico.

Diante desta situação, Macêdo (2006) afirma que o sobredimensionamento do gerador fotovoltaico em relação ao inversor é benéfico ao sistema, pois força o inversor a

entregar energia de melhor qualidade em dias nublados, ou no nascer e pôr do sol, porém o sobredimensionamento excessivo do gerador, pode reduzir a vida útil do inversor, uma vez que nessas situações ele estará submetido a níveis prolongados de temperatura elevada.

Neste contexto, torna-se útil avaliar o fator de dimensionamento do inversor (FDI), ferramenta utilizada no dimensionamento de SFCR e é definida como a relação entre potência nominal do inversor em corrente alternada (P_{inv}) e a potência nominal do gerador fotovoltaico (P_{FV}). (RAMPINELLI; KREZINGER; ROMERO, 2013; DEOTTI, 2017).

Uma boa análise do FDI, parte da avaliação de alguns indicadores relacionados aos sistemas fotovoltaicos. Entre eles podemos citar, por exemplo, as perdas por limitação de potência ou perdas por sobrecarregamento, que segundo Deschamps (2018), ocorrem geralmente quando o inversor é sobrecarregado excessivamente ou por razão de elevados níveis de irradiância quando o mesmo é obrigado a deslocar a tensão do ponto de máxima potência PMP em direção a tensão de circuito aberto V_{oc} , em virtude da potência do

gerador fotovoltaico ter superado a máxima potência do inversor, o que faz com que parte da energia seja perdida, uma vez que o inversor deixa de operar no ponto de máxima potência.

Outros indicadores bastante utilizados são a produtividade do sistema (yield) que relaciona a energia produzida na saída do inversor, com a potência nominal do gerador fotovoltaico e a taxa de desempenho ou Performance Ratio (PR) que relaciona todas as perdas envolvidas no SFCR (MACÊDO, 2006).

Uma ferramenta de análise interessante do ponto de vista do custo benefício, se encontra em Deschamps (2018), em que o FCI (Fator de carregamento do inversor - inverso do FDI) ótimo é determinado pelo máximo valor obtido da relação entre a geração marginal e o custo marginal devido ao sobrecarregamento do inversor FV, o que representa a busca pelo maior acréscimo na geração por unidade de custo empregado.

Em se tratando de análise do FDI, deve-se ter em mente que a mesma depende de fatores como característica do clima local, temperatura ambiente e radiação solar e que por isso ela é particular para cada localidade. (KATHIB, MOHAMED e SOPIAN ¹apud PAIVA *et al.* 2016)

Diante o exposto, fica evidente a necessidade de avaliar o fator de dimensionamento para buscar um melhor rendimento dos inversores e, consequentemente, do sistema fotovoltaico como um todo. Sendo assim, o objetivo deste trabalho foi avaliar como o subdimensionamento do inversor influencia no rendimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Sete Lagoas – MG.

MATERIAL & MÉTODOS

A análise do FDI ótimo consistiu no estudo do comportamento de três diferentes modelos de inversores fotovoltaicos realizado por meio de simulação computacional, na qual

foram utilizados dados referentes a um módulo fotovoltaico previamente selecionado e dados de radiação solar e temperatura para a cidade de Sete Lagoas para estimar valores de saída para estes inversores, através de modelos matemáticos utilizados para representar sistemas fotovoltaicos.

Dessa forma, com os valores estimados de potência de saída e energia produzida pelo inversor, foram calculados alguns indicadores, mais precisamente a produtividade anual do sistema (yield), as perdas por limitação, a taxa de desempenho e do ponto de vista econômico a relação geração marginal/custo marginal proposta por Deschamps (2018).

Os dados de radiação e temperatura em intervalos de um minuto foram disponibilizados pelo suporte do Meteonorm. Foram solicitados dados para simular duas situações de posicionamento diferentes dos módulos FV, a situação 1 na qual os dados referiam-se ao módulo na inclinação de 30° deslocado de 80°E do norte geográfico, enquanto na situação 2 foi considerado o posicionamento ideal para um sistema fotovoltaico na cidade de Sete Lagoas, ou mais precisamente inclinação dos módulos igual a latitude e deslocamento de 0° em relação ao norte geográfico.

A opção por dados climatológicos em resolução de um minuto se fez necessária, pois de acordo com Deschamps (2018) dados de radiação solar em altas resoluções temporais, permitem detectar eventos de extrema irradiância que ocorrem em pequenos intervalos de tempo e podem alterar os resultados de uma análise fotovoltaica.

A simulação dos valores de saída dos inversores foi realizada para uma faixa de valores de FDI compreendida de 0 a 2 em intervalos de 0.1, para isso foi mantida fixa a potência dos inversores e variaram-se os valores na entrada dos mesmos.

Na análise da relação geração marginal/Custo Marginal manteve-se custos fixos para o inversor analisado, mão de obra e acessórios como string box e proteções e variaram-se apenas os custos referentes aos módulos fotovoltaicos e estruturas de fixação, por considerar-se que tais equipamentos têm maior peso nas variações do investimento inicial, visto que o FDI foi analisado variando-

¹KHATIB, T.; MOHAMED, A.; SOPIAN, K., 2013. *A Review of photovoltaic systems size optimization techniques*. Elsevier, vol. 22, pp. 454-465

se apenas a potência do gerador FV e mantendo o inversor fixo. Considerando os custos dos equipamentos e serviços para um sistema FV com FDI unitário como referência, foi calculada a proporção do custo com componentes do lado CC para um sistema fotovoltaico utilizando cada um dos três inversores. Com isso foram adotadas as seguintes proporções de custos cc: 32% para o inversor A; 36% para o inversor B e 40% para o inversor C.

De forma complementar, foi realizado um estudo de caso no qual foram avaliados dados de um SFCR situado no campus da Univercemig em Sete Lagoas. Esses dados se referem a um subsistema de 1.28kWp pertencente a um sistema maior de 5.14kWp.

Tal subsistema foi analisado por estar com o inversor subdimensionado e devido à informação obtida durante o estudo de caso de que o inversor utilizado no mesmo estava se desconectando devido ao sobrecarregamento.

Como o controlador de dados do sistema avaliado se encontrava com defeito, o estudo avaliou dados antigos referentes ao ano de 2014. A análise feita em cima de tais dados consistiu em uma avaliação da frequência com que a potência máxima do inversor foi atingida o que permitiu avaliar a possibilidade de terem ocorrido perdas devido ao subdimensionamento do mesmo.

TABELA 1 - Variação percentual ($\Delta\%$) dos valores da produtividade anual em relação a produtividade (Yield) ótima - Situação 1

FDI	INVERSOR A		INVERSOR B		INVERSOR C	
	Yield anual (kWh/kWp)	$\Delta\%$ em relação a Yield ótima	Yield anual (kWh/kWp)	$\Delta\%$ em relação a Yield ótima	Yield anual (kWh/kWp)	$\Delta\%$ em relação a Yield ótima
0,1	381,83	-69,87	368,42	-71,24	386,48	-68,06
0,2	670,18	-47,11	650,66	-49,21	673,25	-44,36
0,3	883,15	-30,31	863,37	-32,60	879,98	-27,27
0,4	1037,96	-18,09	1020,48	-20,34	1026,66	-15,15
0,5	1149,12	-9,32	1136,19	-11,31	1127,82	-6,78
0,6	1221,43	-3,61	1216,20	-5,06	1187,35	-1,86
0,7	1256,90	-0,82	1261,66	-1,51	1209,41	-0,04
0,8	1266,80	-0,03	1278,79	-0,17	1209,91	0,00
0,9	1267,23	0,00	1281,02	0,00	1205,05	-0,40
1	1266,16	-0,08	1279,79	-0,10	1199,65	-0,85
1,1	1264,73	-0,20	1278,21	-0,22	1194,07	-1,31
1,2	1263,04	-0,33	1276,50	-0,35	1188,37	-1,78
1,3	1261,14	-0,48	1274,69	-0,49	1182,57	-2,26
1,4	1259,06	-0,64	1272,82	-0,64	1176,71	-2,74
1,5	1256,86	-0,82	1270,88	-0,79	1170,8	-3,23
1,6	1254,99	-0,97	1268,90	-0,95	1164,86	-3,72
1,7	1252,16	-1,19	1266,88	-1,10	1158,91	-4,22
1,8	1249,71	-1,38	1264,83	-1,26	1152,95	-4,71
1,9	1247,17	-1,58	1262,76	-1,43	1147,01	-5,20
2	1244,60	-1,79	1260,66	-1,59	1141,06	-5,69

Fonte: Dados da Pesquisa.

Em termos de comparação dos valores ótimos de produtividade entre os três modelos de inversores (TAB 1), observou-se que o inversor B foi o que apresentou maior quantidade de energia produzida por kWp instalado, valor este 1,07% maior do que o apresentado pelo inversor A e 5,6% maior do que o apresentado pelo inversor C. Tal diferença pôde ser explicada analisando-se a curva de eficiência dos inversores, que mostrou que o inversor B foi o que apresentou os melhores rendimentos para carregamentos próximos de 100%, enquanto que inversor C foi o que apresenta o pior rendimento dentre os modelos avaliados.

Perdas por Sobrecarregamento em Função do FDI

Em relação às perdas anuais por limitação de potência do inversor (TAB. 2), percebe-se que estas tendem a zero para

valores de FDI bem próximos para os três inversores, no caso dos inversores A e C estas perdas se tornam praticamente nulas para FDI's maiores que 0.7, e no caso do inversor B as perdas por limitação tendem a zero para FDI's maiores que 0.8, tais valores de FDI que tornam as perdas por limitação do inversor nulas, são idênticos tanto na situação 1 quanto na situação 2.

Também foi possível observar que as perdas por limitação de potência, tenderam a zero primeiro nos inversores A e C e mais tardiamente no inversor B. Tal acontecimento pode estar atrelado ao fato de que o modelo matemático utilizado considera que a limitação de potência ocorre na máxima potência CA do inversor, com isso o inversor B por ter melhor eficiência converteu maior quantidade de potência e atingiu mais vezes a máxima potência CA elevando suas perdas pelo efeito de corte de potência.

TABELA 2 - Perdas anuais por limitação de potência do inversor e taxa de desempenho do sistema

FDI	INVERSOR A			INVERSOR B		INVERSOR C	
	PR (%)	Perdas anuais por limite do inv. (%)	PR (%)	Perdas anuais por limite do inv. (%)	PR (%)	Perdas anuais por limite do inv. (%)	
0,1	23,9	58,10	23,1	64,38	24,2	59,16	
0,2	42,0	41,31	40,8	45,88	42,2	40,35	
0,3	55,4	27,14	54,1	30,83	55,2	25,58	
0,4	65,1	16,41	64,0	19,45	64,4	14,73	
0,5	72,0	8,54	71,2	10,95	70,7	7,06	
0,6	76,6	3,36	76,3	5,03	74,4	2,38	
0,7	78,8	0,80	79,1	1,61	75,8	0,42	
0,8	79,4	0,07	80,2	0,27	75,9	0,02	
0,9	79,5	0,00	80,3	0,02	75,6	0,00	
1	79,4	0,00	80,2	0,00	75,2	0,00	
1,1	79,3	0,00	80,1	0,00	74,9	0,00	
1,2	79,2	0,00	80,0	0,00	74,5	0,00	
1,3	79,1	0,00	79,9	0,00	74,1	0,00	
1,4	78,9	0,00	79,8	0,00	73,8	0,00	
1,5	78,8	0,00	79,7	0,00	73,4	0,00	
1,6	78,7	0,00	79,6	0,00	73,0	0,00	
1,7	78,5	0,00	79,4	0,00	72,7	0,00	
1,8	78,4	0,00	79,3	0,00	72,3	0,00	
1,9	78,2	0,00	79,2	0,00	71,9	0,00	
2	78,0	0,00	79,0	0,00	71,5	0,00	

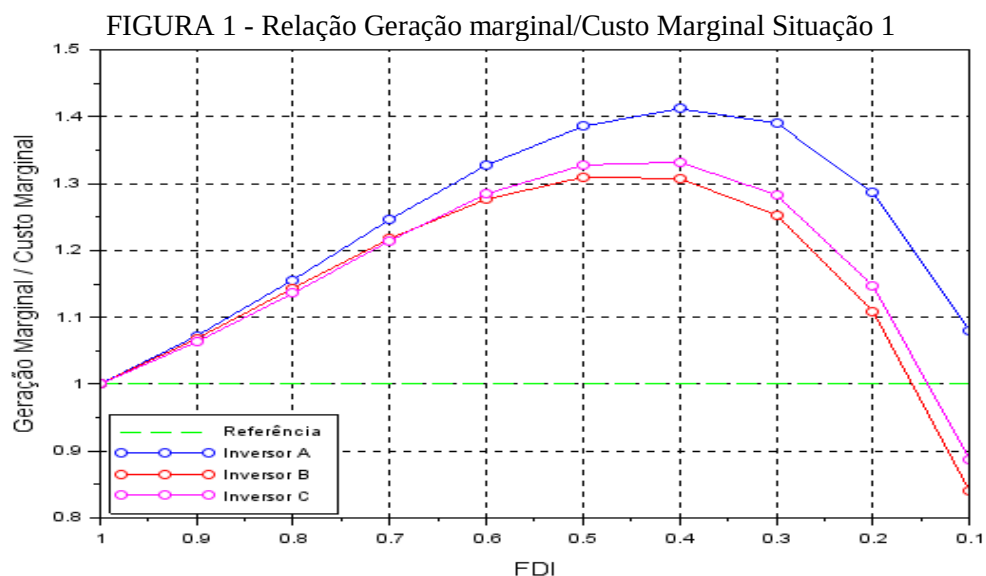
Fonte: Dados da Pesquisa.

O comportamento do sistema no que se refere às perdas totais pode ser analisado por meio da taxa de desempenho (PR) conforme TAB. 2, notou-se, por exemplo, que a PR assumiu seu maior valor justamente no ponto de maior produtividade do sistema, e teve seu valor reduzido fora desse ponto, sendo que as maiores reduções na taxa de desempenho ocorreram em FDI's menores que 0.6 principalmente devido ao aumento excessivo das perdas por limitação, uma vez que para esses valores de FDI o inversor trabalha constantemente sobrecarregado e atua limitando parte da energia injetada pelos módulos. Por outro lado, também foi observado que para FDI's acima dos que garantem a maior produtividade, também ocorre uma atenuação da PR desta vez explicada pelo fato de que os inversores fotovoltaicos trabalham com eficiência menor em baixos carregamentos de potência, nota-se, por exemplo, que os maiores decaimentos na taxa de desempenho para FDI's maiores do que o unitário, ocorrem justamente no inversor C que é o que apresenta a menor eficiência em baixos carregamentos se comparado com os demais.

Análise do FDI pela Relação Geração Marginal/Custo Marginal

A análise dos resultados da relação geração marginal/custo marginal (FIG. 1)

mostrou que partindo de um FDI unitário o maior acréscimo de geração por custo adicional ao sobrecarregar o inversor acontece no FDI de 0.4 para os inversores A e C e no FDI de 0.5 para o inversor B, como pode ser visto nas curvas da FIG. 1. Foi observado que decrescendo o valor do FDI partindo do FDI unitário, ou seja, sobrecarregando o inversor, haverá um crescimento dos valores da curva de geração marginal/custo marginal indicando que o acréscimo de geração ao sobrecarregar o inversor é mais rápido do que os custos adicionais com dispositivos CC necessários para tal sobrecarregamento, porém quando o valor máximo da curva é atingido se continuarmos decrescendo o FDI, os custos extras passam a crescer mais rapidamente do que o acréscimo de geração e a curva passa a decair, isso ocorre devido ao aumento excessivo das perdas por limitação de potência ao subdimensionar em excesso um inversor FV. Esta mesma análise com os dados da situação 2, não levam a grandes alterações, já que o para o inversor A e B o FDI ótimo permanece o mesmo e para o inversor C ocorre um ligeiro deslocamento do FDI de 0.4 para 0.5.



Fonte: Dados da Pesquisa.

Estudo de caso SFCR UniverCemig

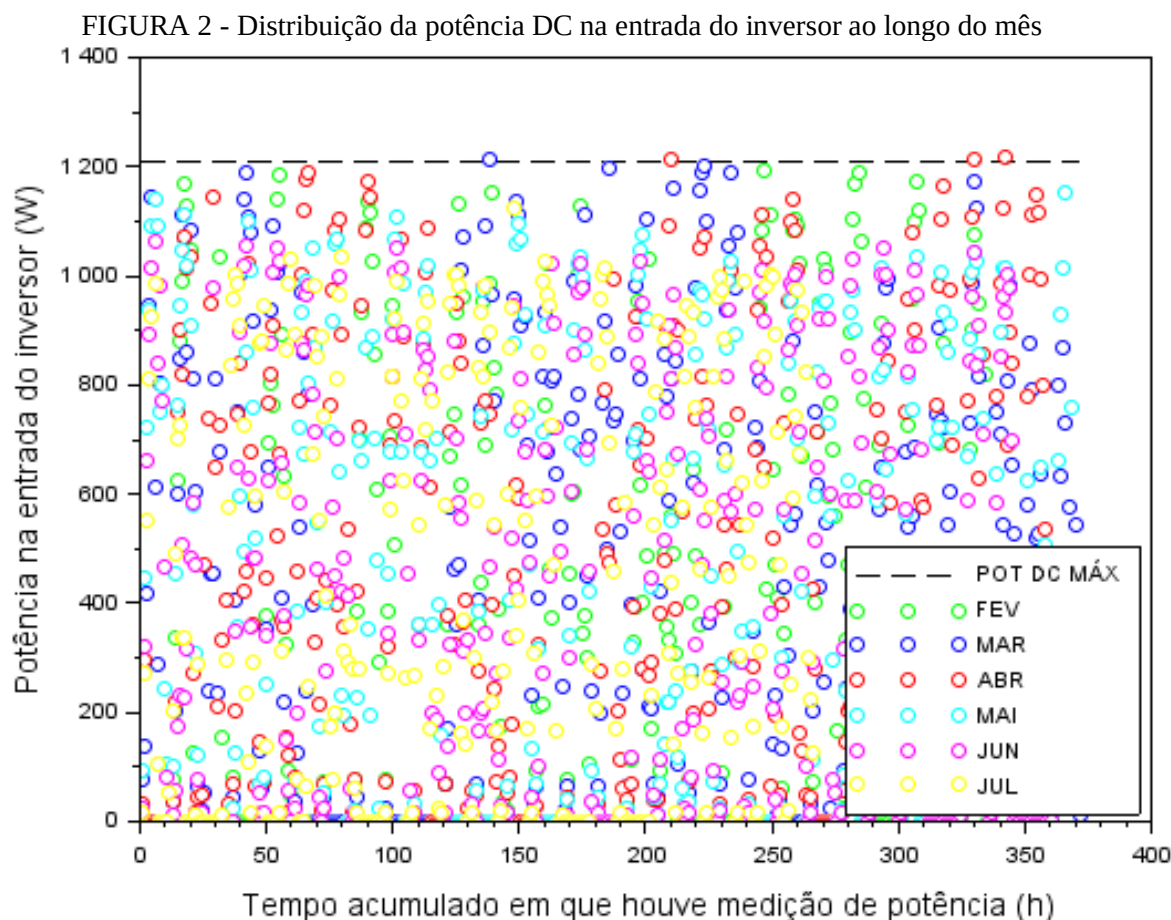
Ao analisar os dados de saída do gerador 4, verificou-se que em diversos dias ocorreram falhas no registro dos dados de potência do sistema, sendo que em alguns dias sequer houve registro de valores medidos e em outros houve registro dos dados em apenas parte do dia.

Tais ausências de dados podem ter sido oriundas de diversos motivos, tais como, falha no próprio controlador, distúrbios da rede que podem ter causado desconexão do inversor, ou mesmo desconexão do inversor em horários com grandes picos de radiação devido a sobrecarregamento.

Um dos fatores que dificultaram a análise do FDI, foi a baixa resolução temporal dos dados coletados, que estavam disponíveis apenas em intervalos de 1 hora, dificultando

uma melhor percepção da ocorrência do processo de limitação de potência no inversor, o que seria mais visível em dados com intervalos menores.

Em uma tentativa de quantificar a ocorrência do processo de limitação de potência por parte do inversor instalado no sistema fotovoltaico avaliado, avaliou-se a frequência com que dados de potência DC medida na entrada do inversor estiveram próximos do valor máximo de potência de entrada estabelecido pelo fabricante do inversor (1210W). A partir desta análise percebeu-se que em poucas ocasiões o sistema atingiu a potência de 1210W o que causaria a limitação de potência por parte do inversor, conforme mostra a FIG. 2, que apresenta a distribuição de todos os valores de potência DC medidos na entrada do inversor para os meses analisados.



Fonte: Dados da Pesquisa.

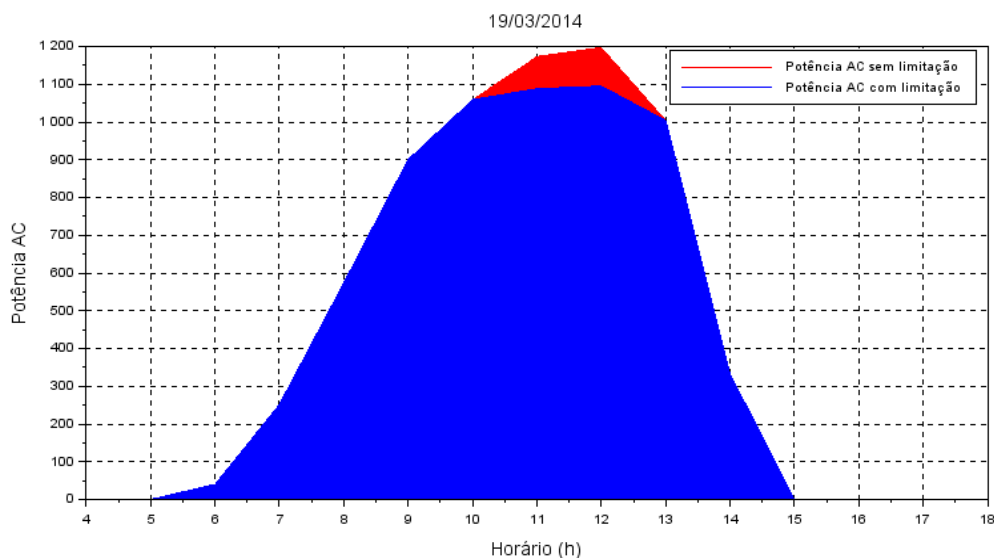
Um dos pontos observados por meio desta análise foi de que nos três primeiros meses avaliados há maior probabilidade de terem ocorrido perda por corte de potência pelo inversor, já que nestes meses houve mais pontos de potência medida próximo do valor máximo aceito pelo inversor. Todavia com os dados em intervalos horários, tais ocorrências foram baixas, porém, deve-se considerar que se os dados estivessem em uma resolução temporal melhor como, por exemplo, intervalos de 10 minutos, talvez teriam sido detectados mais pontos em que o valor máximo de potência na entrada do inversor fosse atingido, e desta forma ter-se-ia uma melhor noção da quantidade de energia realmente perdida ao se utilizar um FDI menor do que 1.

Apesar dos dados em baixa resolução temporal dificultarem a comprovação das perdas por limitação de potência pelo inversor,

em alguns dias pôde ser visualizado nos gráficos de potência de saída do inversor o efeito de corte para limitar a potência, como pode ser observado na curva da FIG. 3, que mostra certa estabilização da potência de saída AC do inversor, para um valor próximo de 1100W que é a máxima potência AC estabelecida pelo fabricante.

De modo a estimar de forma razoável a parcela de energia perdida neste dia por limitação da potência, foram estimados novos valores para a curva de modo a determinar a geração que se teria no horário do corte de potência, para isso foram selecionados dentro dos dados de radiação e temperatura para o mês em questão, os valores que dariam o maior valor de potência de saída possível entre os horários de 11 e 12h segundo os dados da região estudada. As duas curvas foram sobrepostas conforme FIG. 3.

FIGURA 3 - Curva de potência AC com e sem limitação de potência



Fonte: Elaborado com dados do SFCR instalado na Univercemig

Os resultados mostraram que a energia gerada pela curva sem corte de potência foi de 6.53 kWh, enquanto na curva com limitação de potência foi de 6.34kWh. A energia perdida por limitações de potência para o dia em questão foi estimada em 0,187kWh ou 2,9% do total gerado neste dia.

CONCLUSÕES

Ao realizar este estudo tinha-se como principal objetivo, avaliar a influência de se utilizar um inversor subdimensionado ($FDI < 1$) na produtividade de um sistema fotovoltaico na cidade de Sete Lagoas-MG. Para tornar tal objetivo possível, realizou-se um estudo voltado principalmente para uma simulação computacional e que em seguida foi somada à avaliação de dados reais de um sistema fotovoltaico.

A análise dos dados de simulação nos quais foram comparados três modelos diferentes de inversores fotovoltaicos, mostrou que em termos de produtividade anual, o FDI ótimo ao analisar diferentes modelos de inversores, ficou concentrado entre 0,7 e 0,9. Entretanto, notou-se que, apesar de existir um ponto em que a produtividade atingiu um valor ótimo, a variação na produtividade é menor do que 1% para uma longa faixa de FDI's sendo que em um dos modelos estudados esta faixa vai de 0,6 a 1,6.

Talvez um dos pontos mais importantes ao se avaliar o fator de dimensionamento do inversor, esteja na necessidade de se determinar até que nível o inversor pode ser subdimensionado, sem que isso implique em grandes perdas para o sistema devido ao processo de limitação de potência. A análise das perdas por meio de simulação mostrou que para os inversores analisados as perdas por sobrecarregamento tendem a zero para valores de FDI acima de 0,7 ou 0,8 dependendo do modelo de inversor utilizado.

Também foi observado que até certo ponto sobrecarregar um inversor levará a um aumento da geração, entretanto em um dado momento o custo extra que se terá ao sobrecarregar o inversor se tornará maior do que o acréscimo que se terá na geração com tal feito.

A avaliação dos dados de um sistema real em Sete Lagoas e que se encontrava com o inversor sobrecarregado (FDI=0,78), tornou evidente que a análise adequada das perdas por sobrecarregamento de um sistema só se torna viável, caso haja dados em intervalos pequenos, visto que os dados em intervalos horários dificultam a interpretação do comportamento que a curva de potência assume ao longo do dia e da contabilização do real intervalo de tempo em que a potência excede o limite do inversor.

De toda forma, diante dos dados analisados, foi possível verificar que em poucos dias o painel fotovoltaico entregou de fato a potência máxima de entrada do inversor, e nos meses de baixa irradiância isso sequer ocorreu. As perdas por sobrecarregamento, quantificadas para um dos dias de operação do sistema, em 2,9% da energia do dia em

questão, podem parecer altas, entretanto, o procedimento utilizado, considerou as melhores condições de geração encontradas naquele mês, o que de fato eleva o valor da energia perdida. Além disso, a baixa frequência com que a potência máxima do inversor foi ultrapassada, e o baixo percentual de perdas anuais estimadas para o mesmo sistema por meio de simulação, nos levou a concluir que o fato de o inversor estar sobrecarregado não afetou o rendimento do sistema, mas tal análise poderia acabar sendo desmentida caso o mesmo sistema fosse analisado com dados em intervalos menores, que garantiriam melhor precisão ao estudo do sistema real.

De forma geral, pôde-se concluir que a otimização do FDI aponta que subdimensionar um inversor na região de Sete Lagoas pode ser benéfico ao SFCR, pois em todos os métodos utilizados para análise do FDI, o valor ótimo encontrado estava atrelado a fatores de dimensionamento do inversor menores do que o unitário.

Entretanto, vale a pena destacar que o subdimensionamento excessivo do inversor pode acabar levando a perdas excessivas por limitação de potência, que podem por sua vez gerar aquecimentos e reduzir a vida útil do inversor, desta forma em casos nos quais se deseja sobrecarregar em excesso um inversor fotovoltaico, deve ser realizado um estudo mais específico voltado para investigação das temperaturas a que o inversor estará submetido, bem como o tempo em que estará sujeito ao processo de corte de potência

REFERÊNCIAS

DEOTTI, Lucas Meireles Pires. *Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto*. 2017.190p. Monografia - UFJF, 2017. Disponível em: http://www.ufjf.br/elétrica_energia/files/2016/11/TCC_LucasDeotti.pdf. Acesso em: 13 out. 2018.

DESCHAMPS, Eduardo Martins. Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à

rede elétrica pública. 2018. Dissertação - UFSC, Florianópolis-SC, 2018. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Dissertacao_Eduardo_Deschamps.pdf>. Acesso em: 1 mar. 2019.

MACÊDO, Wilson Negrão. *Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado à sistemas fotovoltaicos conectados a rede*. 2006. 183 p. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006153307/publico/TeseWilson1.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2018

PAIVA, Gabriel Mendonça de. *Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede a partir das características de inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos*. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia-GO, 2016. Disponível em: <<https://repositorio.bc.ufg.br/tede/bitstream/tede/6426/5/Disserta%C3%A7%C3%A3o%2020Gabriel%20Mendon%C3%A7a%20de%20Paiva%20-%202016.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2018.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. *Revista Ciências Exatas e Naturais*, [S.l.], v. 15, p. 25-50, jan. 2013. Disponível em: <<https://revistas.unicentro.br/index.php/RECE/article/viewFile/2428/2231>>. Acesso em: 24 out. 2018.