

ESTUDO DA CORRENTE DE FUGA E SEUS EFEITOS EM INVERSORES BASEADOS NA TOPOLOGIA FULL-BRIDGE COM E SEM TRANSFORMADOR PARA APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Guilherme Cerbato Schmitt Prym – guilhermeprym@gmail.com

Geyciane Pinheiro de Lima – geycianedelima@gmail.com

João Lucas de Souza Silva – jlucas.souzasilva@gmail.com

Mendelsson Rainer Macedo Neves – mendelsonrainer@gmail.com

Tárcio André dos Santos Barros – tarcio@fem.unicamp.br

Marcelo Gradella Villalva – villalva@unicamp.br

Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos – LESF, FEEC/UNICAMP

Resumo. *A corrente de fuga é um fenômeno causado pela presença de tensão de modo comum não constante nos terminais das strings fotovoltaicas, além da presença de fatores intrínsecos aos módulos fotovoltaicos, como a capacitância parasita entre os componentes dos módulos e suas molduras metálicas. Uma forma simples de reduzir a corrente de fuga é o uso de um transformador isolador na saída do inversor fotovoltaico. Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, topologias mais simples de conversores utilizam um transformador, operando em baixa ou alta frequência, para fornecer isolamento galvânico entre os módulos fotovoltaicos e a rede elétrica. Esses transformadores causam redução de eficiência, aumentam custos de produção e alteram a qualidade da energia. Nesse sentido, o presente artigo aborda o assunto da corrente de fuga e seus efeitos em inversores do tipo full-bridge com e sem transformador. O estudo é baseado em simulações de inversores conectados à rede e módulos fotovoltaicos modelados no Matlab/Simulink, sendo que a ponte inversora é acionada com PWM unipolar. Para complementar, este trabalho traça uma relação entre o efeito PID (Potencial Induced Degradation) e o problema da corrente de fuga. Os resultados mostram que a isolamento galvânica permite zerar a corrente de fuga presente nos módulos fotovoltaicos. Contrariamente, sem a presença de transformador a topologia full-bridge não é capaz de manter um baixo valor de corrente de fuga. O estudo permite concluir que, na ausência de transformador isolador, é importante utilizar topologias de inversores mais adequadas para mitigar os problemas apresentados.*

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, Inversores, Corrente de fuga.*

1. INTRODUÇÃO

Dada a crescente importância da energia solar e os esforços para otimizar grandes usinas de energia, o efeito dos subsistemas no custo nivelado de energia (LCOE) está sendo examinado cada vez mais detalhadamente (Fife *et al.*, 2010). Portanto, são importantes estudos aprofundados para a busca de inversores fotovoltaicos mais eficientes. Em sistemas conectados à rede de microgeração, topologias antigas de conversores utilizavam um transformador, operando em baixa ou alta frequência, para fornecer isolamento galvânico entre os módulos fotovoltaicos e a rede elétrica (Patrao *et al.*, 2008). Naquela época, cerca de 20 anos atrás, não se conheciam as topologias de inversores mais sofisticadas que atualmente são usadas nos inversores comerciais, que permitem a mitigação da corrente de fuga mesmo sem o uso de um transformador. Atualmente, o uso de transformador é encontrado somente nas usinas de maior porte, nas quais o transformador não é parte do inversor, mas está presente na instalação pela necessidade de elevação da tensão para a conexão ao sistema elétrico.

O uso de transformador causa aproximadamente 2% de perdas adicionais e custos mais elevados (Burger, 2009). Os transformadores de baixa frequência são grandes, pesados, causam muitas perdas ao sistema e aumentam o custo de fabricação. Os transformadores de alta frequência são pequenos em tamanho, mas requerem topologias de dois estágios em cascata, o que reduz a eficiência do sistema (Patrao *et al.*, 2008). Topologias sem transformador fornecem conversores de baixo custo, compactos, eficientes e seguros.

Sem o uso de topologias sofisticadas, a ausência de isolamento galvânico origina determinados problemas, como tensões de modo comum e correntes de fuga à terra. Por conta disso, a literatura tem apresentado diferentes topologias de inversores sem transformador para a conexão à rede elétrica, utilizando soluções para minimizar os problemas acima mencionados e melhorar a eficiência dos sistemas (González *et al.*, 2008; Kerekes, 2008). Conseqüentemente, os inversores fotovoltaicos sem transformador conectados à rede devem estar em conformidade com padrões de segurança rigorosos (Khan *et al.*, 2020). Portanto, nesse artigo serão descritas as normas VDE 0126-1-1 e IEC 62109-2 na seção 3.4.

Para apresentar uma visão didática e clara sobre a tensão de modo comum, a corrente de fuga e os potenciais aplicados à *string* fotovoltaica em relação à terra e sua relação com efeito PID, foi utilizada a topologia *full-bridge* (ponte

completa) para simulações em ambiente *MATLAB/Simulink*, para mostrar o comportamento da corrente de fuga e das relações que podem ser estabelecidas com o efeito PID.

O trabalho é dividido em cinco seções. A próxima seção apresenta uma introdução sobre o efeito PID em sistemas fotovoltaicos. A terceira seção retrata o problema da corrente de fuga originada nas capacitâncias parasitas intrínsecas dos módulos fotovoltaicos, mostrando como a tensão de modo comum interage com essas capacitâncias para gerar a corrente de fuga. Na quarta seção são apresentadas simulações da topologia *full-bridge* com e sem isolamento galvânica, observando o comportamento dos potenciais nas *strings* e a corrente de fuga. O artigo é encerrado com a quinta seção, que apresenta conclusões e considerações sobre os assuntos estudados.

2. EFEITO PID

A tendência dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede atualmente é formar *strings* longas (i.e. conectar vários módulos em série), com a finalidade de elevar a tensão das *strings*, enquanto as estruturas e molduras dos módulos são aterradas por motivos de segurança. Dependendo da topologia do inversor utilizado, uma diferença de potencial elétrico de valor significativo é formada entre as células fotovoltaicas e a estrutura do módulo aterrado, conforme a Fig.1. A diferença de potencial elétrico elevada faz com que correntes de fuga fluam da carcaça do módulo para as células (ou vice-versa, dependendo da posição que o módulo ocupa dentro da *string*), o é apontado como um dos fatores para o surgimento do PID (*Potencial Induced Degradation*). Esse problema tornou-se mais grave quando a indústria fotovoltaica passou a operar com sistemas de até 1500 V no lado de corrente contínua (Luo *et al.*, 2017).

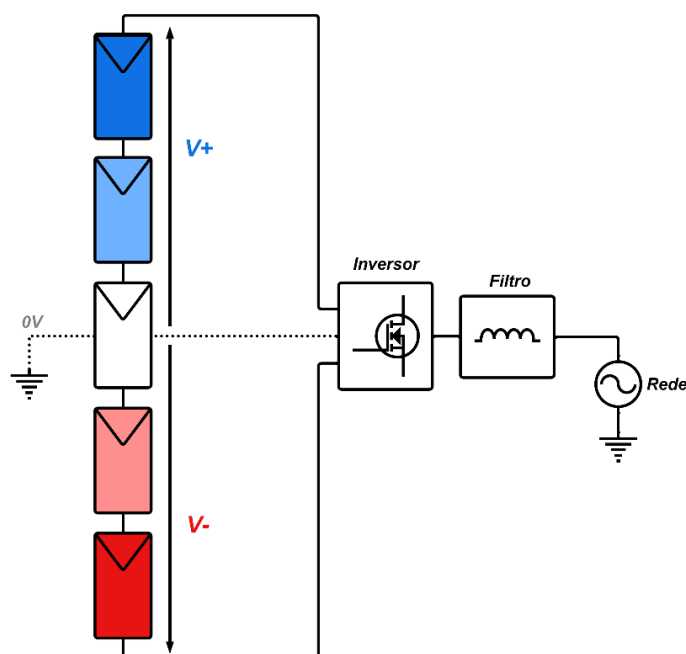


Figura 1 – Potenciais elétricos em uma *string* longa.

As células de silício com base *p* e emissor *n* são afetadas quando há tensão negativa em relação à moldura aterrada. A polarização ocorre pelo acúmulo de cargas positivas na camada antirreflexiva, que podem superar as cargas negativas fixas, fazendo com que o potencial de superfície se mova à região de depleção, aumentando assim a recombinação. O PID é observado principalmente em módulos de silício cristalino localizados nas extremidades mais negativas (V-, na Fig. 1) das strings (Figueiredo, 2015).

O PID é um efeito indesejado que pode causar degradação permanente e perdas de potência significativas nos sistemas fotovoltaicos (Yamaguchi e Ohdaira, 2017). O fenômeno em alguns casos pode ser reversível e evitado, principalmente se assumirmos que a string desenvolverá tensões positivas (ocorre quando o polo negativo V- é aterrado). Porém, aterrar uma parte ativa da *string* nem sempre é viável, pois depende da topologia do inversor, em função da presença de isolamento galvânica e do esquema de aterramento (Berghold *et al.*, 2013; Florides *et al.*, 2017).

3. CORRENTE DE FUGA

A corrente de fuga é causada pela presença de tensão de modo comum não constante nos terminais das *strings*, somada à existência da capacitância parasita dos módulos. Este é um problema presente em muitas topologias de inversores sem transformador. Um grande esforço de pesquisa tem sido realizado ao longo de muitos anos para controlar

e reduzir seus efeitos. A literatura é vasta em referências sobre diferentes topologias de inversores sem transformador (Wei *et al.*, 2004), (López *et al.*, 2007), (Xiao e Xie, 2010), (Kerekes, 2012), (Ahmad e Miao, 2015), (Siwakoti e Blaabjerg, 2017) e (Khan *et al.*, 2020). Segundo (Florides *et al.*, 2017), a corrente de fuga não varia com o agravamento do efeito PID, pois este depende somente das condições ambientais às quais os módulos fotovoltaicos estão expostos. De acordo com (Hoffmann e Koehl, 2014), a corrente de fuga é uma condição necessária, mas não suficiente para o surgimento do efeito PID.

3.1 Capacitância parasita

Devido à forma construtiva dos módulos fotovoltaicos, uma capacitância é formada entre as células e sua estrutura metálica aterrada, conforme a Fig. 2 (SMA, 2012). Essa capacitância é um efeito colateral indesejável e é chamada de capacitância parasita. O valor da capacitância parasita depende de muitos fatores: o tipo do módulo, a estrutura da moldura, a superfície da célula, a distância entre as células, condições climáticas, umidade, poeira ou salinidade (Marangoni, 2012). Em (Kerekes, 2009), a capacitância parasita em arranjos fotovoltaicos foi medida em diferentes condições atmosféricas e verificou-se que um valor não desprezível de capacitância parasita é inerente a cada sistema.

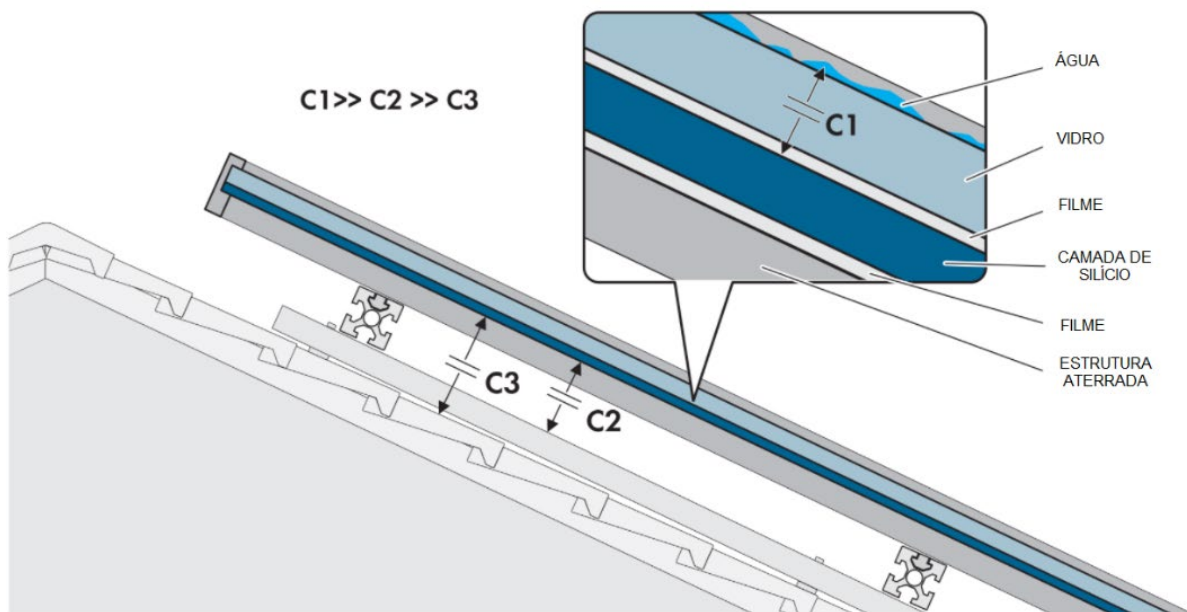


Figura 2 – Capacitâncias parasitas presentes no módulo fotovoltaico (adaptado de (SMA, 2012)).

3.2 Tensão de modo comum

A topologia do inversor e a estratégia de modulação definem como será a relação entre os potenciais da *string* (c.c.) e da rede elétrica (c.a.). A comutação das chaves semicondutoras pode transmitir para os módulos fotovoltaicos o potencial alternado da rede. Em topologias sem transformador, os potenciais nas *strings* podem atingir valores com grandes oscilações, conforme a Fig. 3 (Marangoni, 2012). A tensão de modo comum não constante favorece o surgimento da corrente de fuga que circula pelo sistema (Siwakoti e Blaabjerg, 2017).

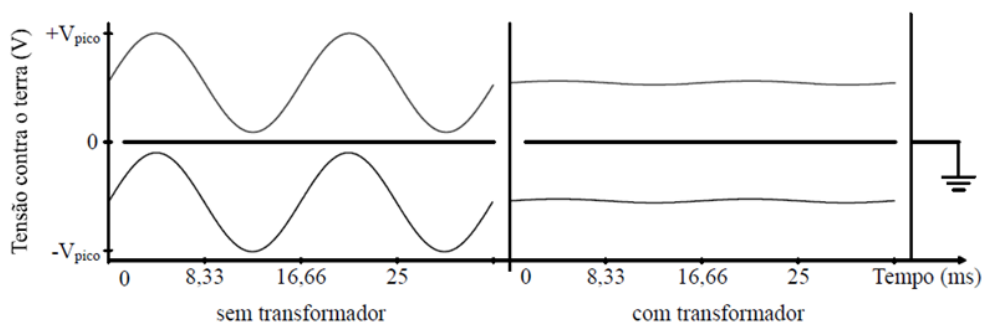


Figura 3 – Tensão de modo comum nos inversores (adaptado de (Marangoni, 2012)).

3.3 Corrente de fuga

O estado de carga das capacitâncias parasitas é alterado quando há variação da tensão aplicada aos terminais do módulo FV. Devido à capacitância parasita e à tensão de modo comum do inversor, surge uma corrente de fuga (*Leakage Current*) que flui pelo sistema, como pode ser observado na Fig. 4. Esse efeito pode provocar o acionamento das proteções, problemas de segurança, degradação de eficiência, distorção harmônica adicional e problemas de interferência eletromagnética (Araujo, Zacharias e Sahan, 2008).

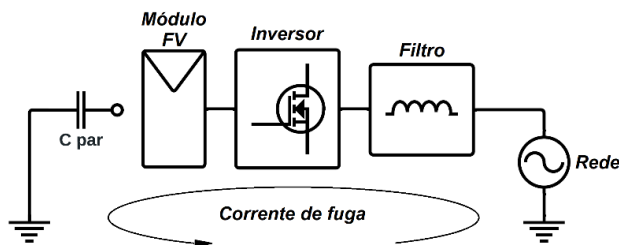


Figura 4 – Corrente de fuga nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (adaptado de (Lopez *et al.*, 2007)).

Em geral, a variação da amplitude da tensão aplicada aos terminais do módulo FV é proporcional à amplitude da corrente de fuga. Para o caso de inversores sem transformador, essa corrente irá circular por todo o sistema e será injetada na rede elétrica, o que provoca um acréscimo de conteúdo harmônico (Marangoni, 2012).

3.4 Normas sobre corrente de fuga

As principais normas internacionais que definem limites de operação e critérios sobre corrente de fuga são: VDE 0126-1-1 e IEC 62109-2. As normas utilizam o termo corrente residual como a soma algébrica dos valores das correntes que circulam pelos condutores do circuito, expressa em valores eficazes, conforme ilustrado na Fig. 5. A proteção contra corrente residual excessiva é um dos requisitos de segurança exigidos para inversores sem transformador, e tem como principal objetivo a proteção contra choques elétricos (DIN, 2006) (IEC, 2011).

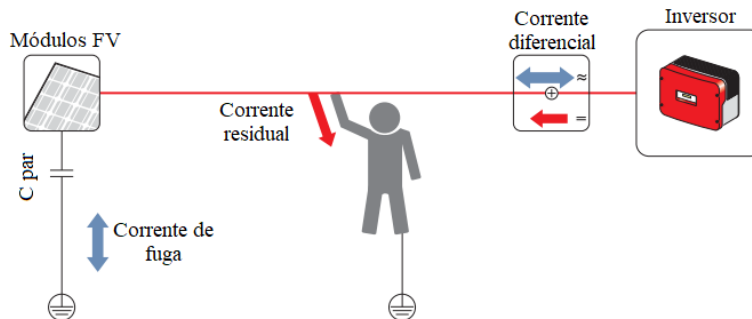


Figura 5 – Corrente diferencial (fuga + residual) (adaptado de (SMA, 2012)).

As normas VDE e IEC estabelecem que a proteção contra corrente residual pode ser implementada por meio de um *Residual Current Device* - RCD ou *Residual Current Monitoring Unit* - RCMU. Atualmente, a maioria dos inversores sem transformador disponíveis no mercado possui uma RCMU integrada (Figueredo, 2015; Bellinaso, 2017). Quando se utiliza RCMU as normas VDE 0126-1-1 e IEC 62109-2 definem limites para corrente residual. Em caso de corrente residual maior que 300 mA RMS o inversor deve ser desconectado da rede elétrica em um tempo máximo de 300 ms. Em caso de mudança brusca na corrente residual, o tempo máximo de desconexão depende da variação de corrente residual, conforme a Tab.1:

Tabela 1 – Limites de corrente residual segundo as normas VDE 0126-1-1 e IEC 62109-2.

Variação da corrente residual	Tempo máximo de desconexão
30 mA	300 ms
60 mA	150 ms
150 mA	40 ms

As normas VDE 0126-1-1 e IEC 62109-2 estabelecem limites de corrente diferencial (fuga + residual) para operação dos inversores fotovoltaicos conectados à rede. Os inversores contam com um RCMU interno, que tem como objetivo monitorar a corrente diferencial entre o sistema fotovoltaicos e a rede elétrica e desconectar o inversor quando necessário, conforme os limites normativos. Dessa forma, quando a corrente de fuga é elevada, o monitoramento desta unidade é comprometido, provocando acionamento das proteções de maneira indesejada.

4. SIMULAÇÕES

Com a finalidade de avaliar as tensões de modo comum, corrente de fuga e comportamento dos potenciais c.c. em relação à terra, foram realizadas simulações de um inversor conectado à rede com a topologia *full-bridge* com a presença de capacitâncias parasitas, com transformador de baixa frequência, com variações no aterramento do terminal V- (aterramento funcional) e sem transformador.

4.1 Metodologia para realização das simulações

A metodologia utilizada para simular a corrente de fuga foi baseada nos seguintes trabalhos (Xiao e Xie, 2010), (Kerekes 2012), (Kafle *et al.*, 2017) e (Khan *et al.*, 2020). Em ambiente *Simulink* foram inseridas capacitâncias (C_{par}) nos terminais positivo e negativo da *string* de valor 75 nF como em (Khan *et al.*, 2020). Para a implementação das simulações a *string* foi substituída por uma fonte c.c. ideal de 400 V, uma vez que não é o escopo do trabalho avaliar o rastreamento do ponto de máxima potência (*mppt*) e o controle de tensão do barramento c.c.

A interação com a rede c.a. (220 V RMS e 60 Hz) é realizada por meio de um *PLL* (*phase-locked loop*), o qual extrai a referência de frequência e fase da rede elétrica e alimenta o controle de corrente. Foi utilizado um controlador proporcional ressonante (PRES) pela simplicidade em sua implementação, uma vez que o controle proporcional integral (PI) acumula um erro significativo quando o sistema de referência não é estacionário. O filtro de saída, utilizado em todas as simulações é do tipo L, com $L_1 = L_2 = 2$ mH.

Inicialmente realizou-se a simulação do inversor isolado por um transformador de baixa frequência. Depois, o terminal V- foi aterrado (aterramento funcional) e foi realizada a segunda simulação apresentada. Por último removeu-se o transformador para a obtenção dos resultados da topologia sem transformador.

4.2 Topologia *full-bridge* com transformador sem aterramento funcional

A Fig. 6 mostra o esquemático para a simulação da topologia *full-bridge* com isolamento galvânico, ou seja, os potenciais c.c. e c.a. são desacoplados. A presença das capacitâncias parasitas neste caso trás o efeito das estruturas aterradas. A Fig. 7(a) mostra a corrente injetada na rede (preto) e a sua referência (vermelho), gerada pela frequência e fase do *PLL* e amplitude constante. A tensão de modo comum é mostrada na Fig. 7(b). Como nesse caso não é utilizado o aterramento funcional, os potenciais V+ e V- da fonte c.c. são simétricos em relação à terra, conforme Fig. 7(d). Como existe o isolamento galvânico, nesse caso a corrente de fuga é nula, conforme mostrado na Fig. 7(c).

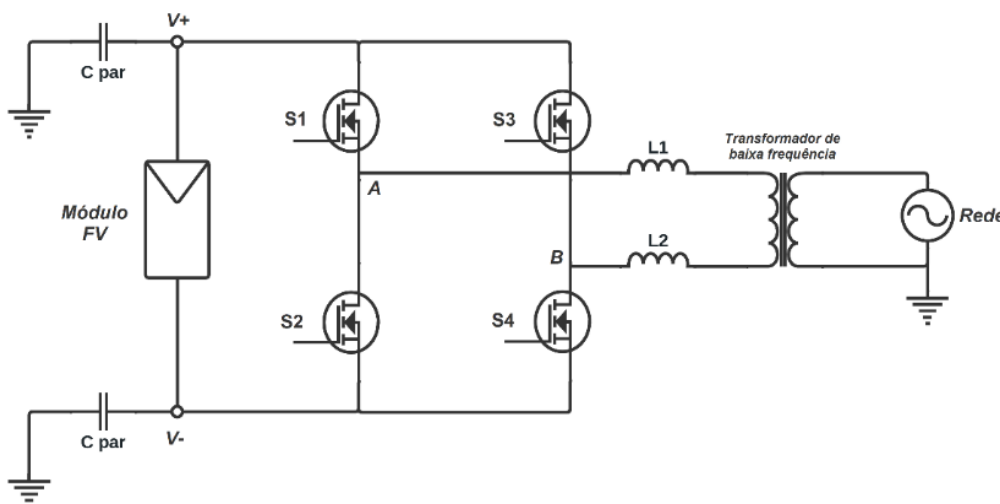


Figura 6 – Topologia *full-bridge* com transformador.

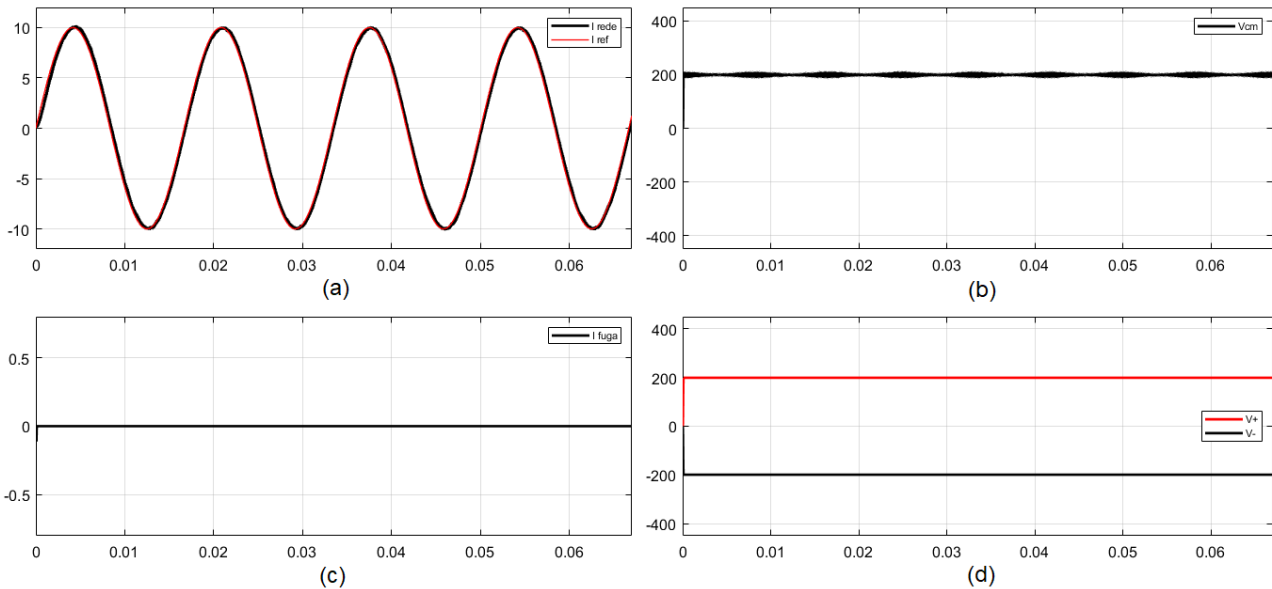


Figura 7 – (a) Corrente injetada na rede (preto) e referência de corrente (vermelho); (b) Tensão de modo comum; (c) Corrente de fuga; (d) Potenciais V_+ (vermelho) e V_- (preto), para a topologia com transformador.

4.3 Topologia *full-bridge* com transformador com aterramento funcional

Quando o inversor conta com isolamento galvânico, existe a possibilidade de se utilizar o aterramento funcional, geralmente no terminal negativo (V_-) do circuito. Dessa forma, a Fig. 8 apresenta o esquemático utilizado para simulação da topologia *FullBridge* com transformador e aterramento funcional. Uma vez que V_- está aterrado, V_+ então é a tensão nominal da fonte c.c. em relação à terra, conforme Figura 9(d). Da mesma forma como no caso anterior, a corrente de fuga é nula, conforme Figura 9(c). A Fig. 9(a) mostra a corrente injetada na rede (preto) e a sua referência (vermelho), gerada pela frequência e fase do *PLL* e amplitude constante. A tensão de modo comum é mostrada na Fig. 7(b).

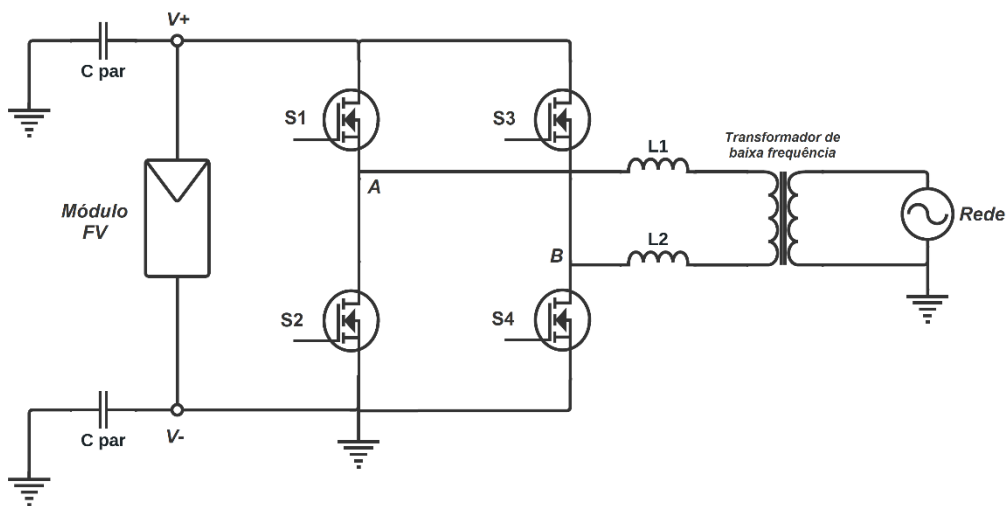


Figura 8 – Topologia com transformador e V_- aterrado (aterramento funcional).

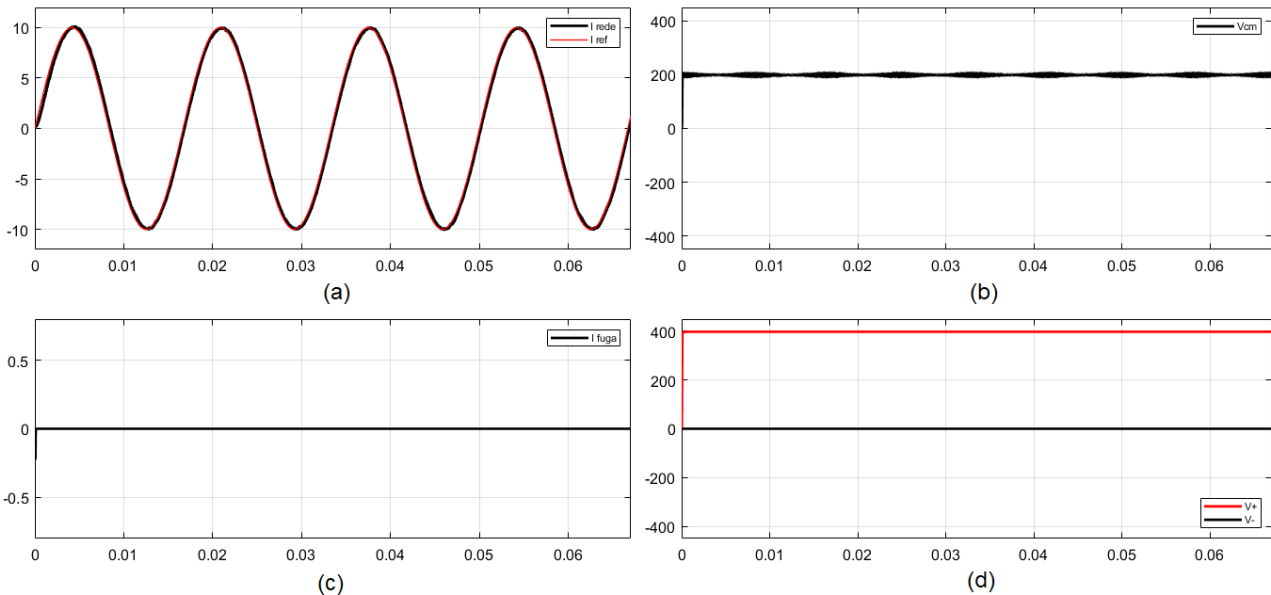


Figura 9 – (a) Corrente injetada na rede (preto) e referência de corrente (vermelho); (b) Tensão de modo comum; (c) Corrente de fuga; (d) Potenciais V^+ (vermelho) e V^- (preto), para a topologia com transformador e aterramento funcional em V^- .

4.4 Topologia *full-bridge* sem transformador

Ao remover o transformador, as referências (Lopez *et al.*, 2007), (Khan *et al.*, 2020) e (Xiao e Xie, 2010) mostram que são obtidos inversores menores, mais leves e mais eficientes. Porém, quando não há isolamento galvânico, problemas como a corrente de fuga devem ser consideradas e controladas. A Fig. 10 apresenta o esquemático utilizado para a simulação sem transformador.

A Fig. 11(a) mostra a corrente injetada na rede (preto), com elevado conteúdo harmônico e a sua referência (vermelho), gerada pela frequência e fase do *PLL* e amplitude constante. A tensão de modo comum é semelhante à encontrada nas simulações anteriores e é mostrada na Fig. 11(b). Outro ponto importante observado foi o comportamento dos potenciais V^+ e V^- , que passaram a oscilar com valor médio em $+V_{cc}/2$ e $-V_{cc}/2$, e valores de máximo e mínimo de $+445$ V e -445 V, respectivamente, conforme Fig. 11(d). A corrente de fuga, conforme Fig. 11(c), alcançou valor elevado de 1,26 A RMS, ultrapassando os limites estabelecidos nas normas apresentadas na seção 3.4.

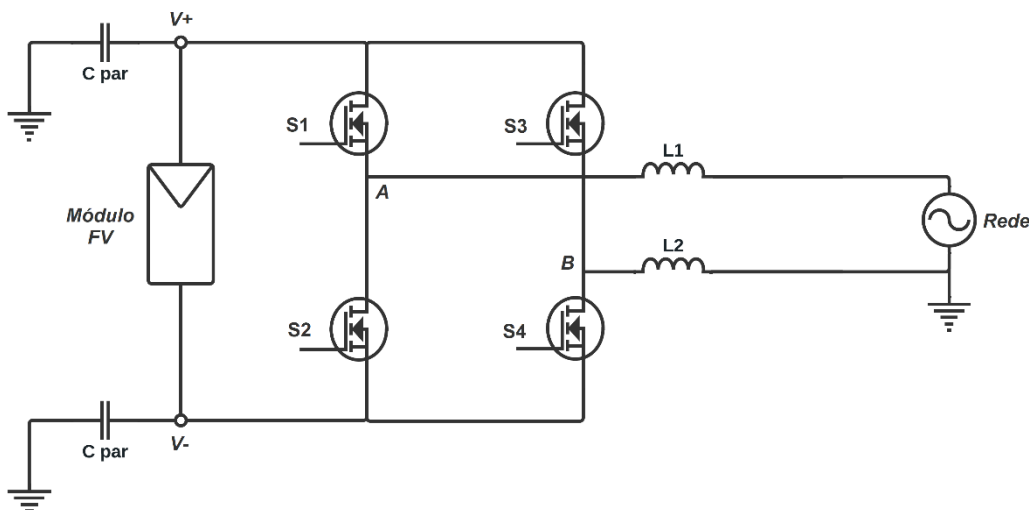


Figura 10 – Topologia sem transformador.

Os resultados obtidos nas simulações apresentadas foram resumidos na Tab. 2. Conforme observado na literatura, a presença da corrente de fuga nos inversores fotovoltaicos piora a qualidade da energia injetada na rede elétrica, pois agrava de maneira significativa a THD da corrente. Para as simulações do inversor com transformador, a THD da corrente injetada na rede foi de 1,73% para ambos os casos, com e sem aterramento funcional. Já para a simulação do inversor sem transformador a THD foi de 17,92%.

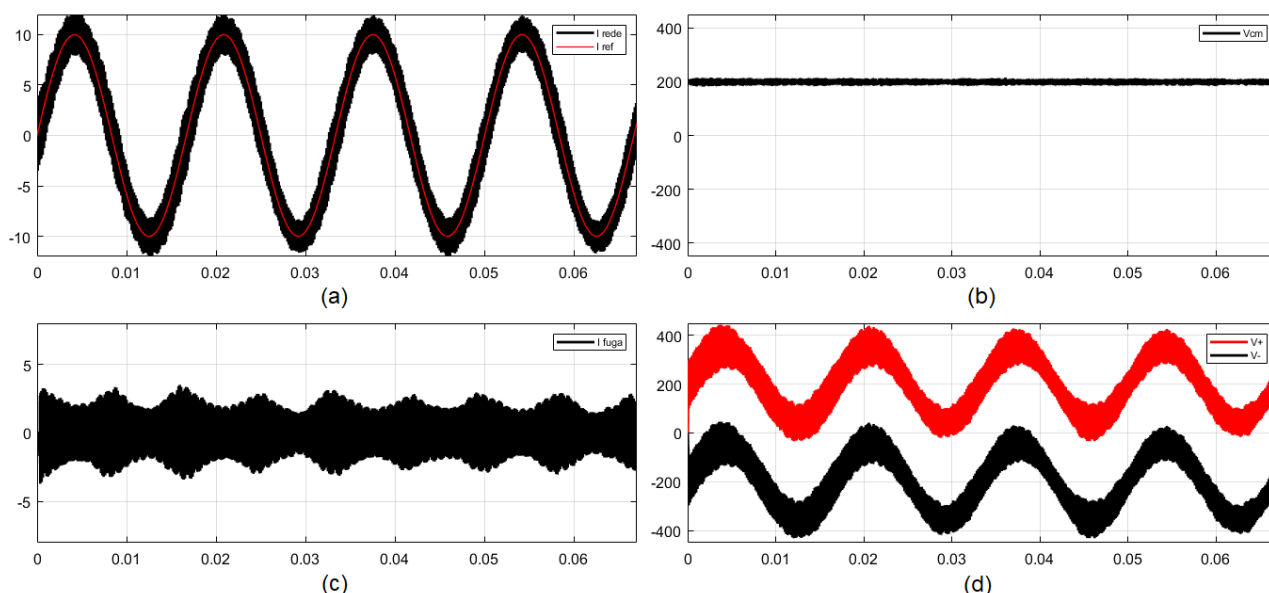


Figura 11 – (a) Corrente injetada na rede (preto) e referência de corrente (vermelho); (b) Tensão de modo comum; (c) Corrente de fuga; (d) Potenciais V+ (vermelho) e V- (preto), para a topologia sem transformador.

Além disso, observa-se o elevado potencial negativo que a topologia sem transformador impõe sobre a extremidade mais negativa da *string* FV, o que pode agravar o efeito PID e reduzir ainda mais, ao longo do tempo, o rendimento dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 2 – Resumo dos resultados obtidos em simulação.

Parâmetro	Com transformador	Com transformador e aterramento funcional	Sem transformador
Corrente de fuga	0 A	0 A	1,26 A
THD (Corrente injetada)	1,73%	1,73%	17,92%
Potencial Vcm	190 – 210 V	190 – 210 V	185 – 215 V
Potencial V+	400 V	200 V	445 V
Potencial V-	0 V	-200 V	-445 V

5. CONCLUSÕES

Inversores de topologia sem transformador são atrativos para sistemas fotovoltaicos, pois têm elevada eficiência e são mais compactos. No entanto, existem desafios para seu uso. Problemas intrínsecos dos módulos fotovoltaicos como a presença de capacitâncias parasitas, combinados com as características da topologia de inversor utilizada, podem produzir efeitos indesejados, como a degradação de potência pelo PID e a corrente de fuga através das capacitâncias parasitas nos sistemas.

A corrente de fuga nos inversores é um dos principais efeitos indesejáveis, pois pode provocar a ativação das proteções e a degradação da eficiência. Também causa distorção harmônica adicional, problemas de segurança e interferência eletromagnética. Por estes motivos, são estudadas e desenvolvidas técnicas e topologias que visam reduzir ao máximo a corrente de fuga e aumentar a eficiência do inversor. Ainda não se concluiu se a corrente de fuga pode agravar o efeito PID ou acelerar o processo de deterioração dos módulos fotovoltaicos, mas a mesma deve-se manter controlada por motivos normativos e para preservar a qualidade da energia injetada na rede.

A tensão de modo comum e os potenciais dos terminais dos módulos são grandezas diretamente ligadas à origem dos problemas citados anteriormente. Ao se estudar a topologia *full-bridge* nas simulações apresentadas, e compreender a corrente de fuga e os potenciais nos terminais dos módulos, é possível observar que a escolha da topologia adequada do inversor pode mitigar os problemas apresentados. Para mais, em trabalhos futuros pode-se realizar a comparação de outras topologias, formas de modulação e controle dos inversores.

Agradecimentos

Este trabalho foi apoiado pela BYD Energy Brasil, através do PADIS/MCTI (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores). Os autores também agradecem o suporte do CNPq e da CAPES.

REFERÊNCIAS

- Ahmad, T., & Miao, Z. (2015). Common mode voltage reduction schemes for voltage source converters in an autonomous microgrid. *2015 North American Power Symposium, NAPS 2015, Cmv*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2015.7335128>
- B. Burger and D. Kranzer, “Extreme high efficiency PV-power converters,” *2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09*, 2009.
- Bellinaso, L. V. (2017). Inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica com armazenamento de energia – classificação, recomendações técnicas e gerenciamento. Tese de Doutorado – Universidade Federal de Santa Maria. Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
- Berghold, J., Koch, S., Leers, M., & Grunow, P. (2013). Potential-induced degradation (PID) and its correlation with experience in the field. *Photovoltaic International, January*, 82–93. www.pv-tech.org
- DIN. VDE V 0126-1-1 – Automatic disconnection device between a generator and the public low voltage grid, 2006.
- F. Marangoni, “Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede,” p. 101, 2012.
- Fife, J. M., Scharf, M., Hummel, S. G., & Morris, R. W. (2010). Field reliability analysis methods for photovoltaic inverters. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2767–2772. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616790>
- Figueiredo, G., & Zilles, R. (2015). Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos. *Revista Brasileira de Energia Solar, VI*, 128–137. <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/63342/1/000151157.pdf>
- Figueredo, R. S. (2015). Corrente de fuga em inversores monofásicos sem transformador para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica Análise e proposta de filtro passivo integrado de modo comum e diferencial. Dissertação de mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica.
- Florides, M., Konstantinou, G., Venizelou, V., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2018). *Potential Induced Degradation (PID) Power Loss Correlation to Leakage and Reverse Bias Currents*. 1941–1945. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2017.8521508>
- Hoffmann, S. & Koehl, M. (2012). Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2014; 22:173–179. Published online 15 August 2012 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/pip.2238
- I. Patrao, E. Figueres, F. González-Espín, and G. Garcera, “Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 7, pp. 3423–3431, 2011.
- IEC. 62109-2, Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters, ed1.0 2011.
- Kafle, Y. R., Town, G. E., Guochun, X., & Gautam, S. (2017). Performance comparison of single-phase transformerless PV inverter systems. *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 3589–3593. <https://doi.org/10.1109/APEC.2017.7931213>
- Kerekes, T., Sera, D., & Mathe, L. (2012). Leakage current measurement in transformerless PV inverters. *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 887–892. <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2012.6231835>
- Khan, S. A., Guo, Y., Khan, M. N. H., Siwakoti, Y., Zhu, J., & Blaabjerg, F. (2020). A novel single source three phase seven-level inverter topology for grid-tied photovoltaic application. *2020 IEEE 9th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC 2020 ECCE Asia*, 372–376. <https://doi.org/10.1109/IPEMCECCEAsia48364.2020.9367731>
- López, Ó., Teodorescu, R., Freijedo, F., & Doval-Gandoy, J. (2007). Eliminating ground current in a transformerless photovoltaic application. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385789>
- Luo, W., Khoo, Y. S., Hacke, P., Naumann, V., Lausch, D., Harvey, S. P., Singh, J. P., Chai, J., Wang, Y., Aberle, A. G., & Ramakrishna, S. (2017). Potential-induced degradation in photovoltaic modules: A critical review. *Energy and Environmental Science*, 10(1), 43–68. <https://doi.org/10.1039/c6ee02271e>
- R. González, E. Gubía, J. L. Taberna, and L. Marroyo, “Transformerless single-phase multilevel-based photovoltaic inverter,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 2694–2702, 2008.
- S. Araújo, P. Zacharias, and B. Sahan, “Novel grid-connected non-isolated converters for photovoltaic systems with grounded generator,” *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 58–65, 2008.

- Siwakoti, Y. P., & Blaabjerg, F. (2018). Common-ground-type transformerless inverters for single-phase solar photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(3), 2100–2111. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2740821>
- SMA, 2012. *Technical Information – Potential Induced Degradation (PID)*.
- T. Kerekes, “Analysis and modeling of transformerless photovoltaic inverter systems,” Ph.D. dissertation, 2009.
- T. Kerekes, R. Teodorescu, and M. Liserre, “Common mode voltage in case of transformerless pv inverters connected to the grid,” in *2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2008, pp. 2390–2395.
- Wei, S., Zargari, N., Wu, B., & Rizzo, S. (2004). Comparison and mitigation of common mode voltage in power converter topologies. *Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)*, 3, 1852–1857. <https://doi.org/10.1109/ias.2004.1348722>
- Xiao, H., & Xie, S. (2010). Leakage current analytical model and application in single-phase transformerless photovoltaic grid-connected inverter. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, 52(4), 902–913. <https://doi.org/10.1109/TEMC.2010.2064169>
- Yamaguchi, S., & Ohdaira, K. (2017). Degradation behavior of crystalline silicon solar cells in a cell-level potential-induced degradation test. *Solar Energy*, 155, 739–744. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.009>

STUDY OF LEAKAGE CURRENT AND ITS EFFECTS IN FULL-BRIDGE INVERTERS WITH AND WITHOUT TRANSFORMERS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

Abstract. *Leakage current is a phenomenon caused by the presence of non-constant common mode voltage at the terminals of photovoltaic strings, in addition to the presence of factors intrinsic to photovoltaic modules, such as parasitic capacitance between the modules components and their metallic frames. A simple way to reduce leakage current is to use an isolating transformer at the output of the photovoltaic inverter. In grid-connected PV systems, simpler topologies of converters use a transformer, operating at low or high frequency, to provide galvanic isolation between the PV modules and the electrical grid. These transformers cause reduced efficiency, increase production costs and change power quality. In this sense, this article addresses the subject of leakage current and its effects on full-bridge inverters with and without transformer. The study is based on simulations of grid-connected inverters and photovoltaic modules modeled in Matlab/Simulink, and the inverter bridge is driven with unipolar PWM. To complement, this work traces a relationship between the PID (Potential Induced Degradation) effect and the leakage current problem. The results show that the galvanic isolation allows zeroing the leakage current present in the photovoltaic modules. On the contrary, without the presence of a transformer, the full-bridge topology is not able to maintain a low value of leakage current. The study allows us to conclude that, in the absence of an isolating transformer, it is important to use the most appropriate inverter topologies to mitigate the problems presented.*

Key words: *Photovoltaic solar energy, Inverters, Leakage current.*