

# ANÁLISE DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO OPERANDO COMO GERADOR DE POTÊNCIA ATIVA E COMPENSADOR DE POTÊNCIA REATIVA DE UMA REDE ELÉTRICA

FABIO L. ALBUQUERQUE – fabiolima@ifto.edu.br

ADÉLIO J. MORAES – ajmoraes@ufu.br

GERALDO C. GUIMARÃES – gcaixeta@ufu.br

Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Departamento de Engenharia Elétrica

**Resumo.** O sistema solar fotovoltaico (PV – photovoltaic solar system), conectado à rede elétrica, é caracterizado como uma geração distribuída (GD), onde a tensão CC obtida é convertida em CA através de um inversor. A maioria dos inversores contemporâneos usados na GD é controlada pela corrente (CSI – current source inverter) operando com fator de potência unitário. Se, no entanto, for adotado um inversor controlado pela tensão (VSI – voltage source inverter), pode-se gerar tanto potência ativa como reativa de acordo com a disponibilidade de potência do inversor. Conforme a teoria das potências instantâneas, a potência reativa pode ser regulada pela mudança na amplitude da tensão de saída do inversor. Por outro lado, a potência ativa pode ser obtida pelo ajuste do ângulo de fase desta grandeza. Tudo isto é realizado de forma simultânea. Então, quando a irradiância estiver abaixo do nominal, ou o sistema PV estiver inoperante durante a noite, a compensação de energia reativa pode ser empregada, melhorando o fator de utilização do inversor. Alguns resultados de simulação com o MATLAB atestam a eficiência do método proposto.

**Palavras-chave:** Compensação de Potência Reativa, Geração de Potência Ativa, Geração Distribuída, Sistema Solar Fotovoltaico.

## 1. INTRODUÇÃO

Concessionárias de energia têm historicamente atendido à demanda dos consumidores através da geração de eletricidade centralizada e distribuindo-a através de extensas linhas de transmissão e distribuição. Quando a demanda aumenta, a empresa de energia necessita gerar mais eletricidade. Ao aumentar a demanda a um determinado nível, a capacidade de geração, transmissão e distribuição pode, portanto, tornar-se insuficiente, necessitando de novos investimentos.

Uma alternativa para estes problemas é atender a demanda local através de investimentos em geração distribuída (GD). As GDs são estrategicamente localizadas perto dos pontos de consumo onde é necessária a entrega da energia elétrica. Isto pode aliviar a capacidade de geração, transmissão e distribuição e obviamente adiar a construção de novas usinas e redes (Thomas et al., 1996; Thomas et al., 2001; Salmam e Ibrahim, 2001). Esta pode também melhorar a curva de carga e o perfil de tensão do alimentador, reduzir o nível de carregamento das redes e transformadores e trazer benefícios ambientais, evitando a emissão de poluentes, se a fonte primária for de energia renovável (Hoff e Shugar, 1995). Os benefícios econômicos para a concessionária de energia também incluem redução de perdas elétricas, diminuição dos custos da produção de energia, liberação da capacidade de geração, adiamento em investimentos na capacidade de transmissão e distribuição e redução de riscos devido às incertezas do mercado de combustíveis fósseis. Outra importante vantagem é a produção de pequenos blocos de energia através de fontes renováveis, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), biomassa, geração eólica e sistemas fotovoltaicos.

Assim, há várias razões para o uso de sistemas fotovoltaicos como GD: potencial energético significativo, livre de emissões poluentes, diminuição dos preços dos componentes dos sistemas fotovoltaicos nos dias atuais, alta confiabilidade, boa eficiência dos sistemas PV conectados à rede e características multifuncionais dos componentes como elementos de construção (Erge et al., 2001).

Com base em dados internacionais o principal campo de aplicação do sistema PV hoje tem sido a conexão à rede elétrica, especialmente em regiões desenvolvidas como Japão, USA e Europa (Erge et al., 2001). Destaca-se entre eles a Alemanha com o programa “100.000 Telhados Solares”, e programas para instalações de sistemas PV em escolas financiado pelo governo e pela concessionária de energia local (Erge et al., 2001; Decker e Jahn, 1997).

Como, a maioria dos inversores atuais usados para conexão de PV à rede elétrica é do tipo CSI operando com fator de potência unitário, então, o fator de potência da rede de distribuição, onde estes dispositivos estão conectados, tenderá a ser mais baixo, pois eles podem suprir apenas potência ativa.

Devido a este fato, a potência reativa solicitada pelas cargas locais continuará sendo suprida pela rede elétrica, através de capacitores instalados no primário da rede de distribuição ou nas subestações. Assim, isto é uma

desvantagem dos sistemas PVs, pois eles perdem sua capacidade e ficam ociosos quando a insolação está fraca ou à noite, que força toda a carga ser alimentada pela rede elétrica.

Se, porém, for adotado o inversor VSI em substituição ao CSI, pode-se gerar ou absorver potência reativa, utilizando a capacidade disponível do inversor em um determinado momento de acordo com a necessidade de demanda da rede elétrica (Huajun et al., 2005; Begović et al., 2001; Hassaine et al., 2009; Mekhilef e Rahim, 2004).

Assim, o inversor conectado à rede elétrica fornece potência ativa produzida pelo sistema PV e fornece ou consome potência reativa, de acordo com a necessidade da concessionária e disponibilidade do sistema PV, simultaneamente. Além disto, quando a insolação está fraca ou o sistema PV está inoperante durante a noite, a função de compensação de reativos pode ser utilizada. Esta função adicional aumenta o fator de utilização do sistema PV e também melhora a qualidade da energia da rede, pois há um controle de compensação de potência reativa localmente.

A análise teórica e os resultados de simulação mostrados aqui visam atestar a praticidade da metodologia de operação do sistema PV proposto.

## 2. PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO

Quando se fala em geração e consumo de energia elétrica, a análise do inversor pode ser desenvolvida de forma similar ao estudo de uma máquina síncrona conectada a um barramento. Porém, esta apresenta uma dinâmica mais rápida devido à ausência da inércia do rotor. Por outro lado, a necessidade de impor ao inversor um comportamento semelhante ao da máquina síncrona, torna o controle deste dependente da realimentação do sinal de tensão da rede elétrica. Na Fig. 1, é mostrado o inversor monofásico conectado à rede.

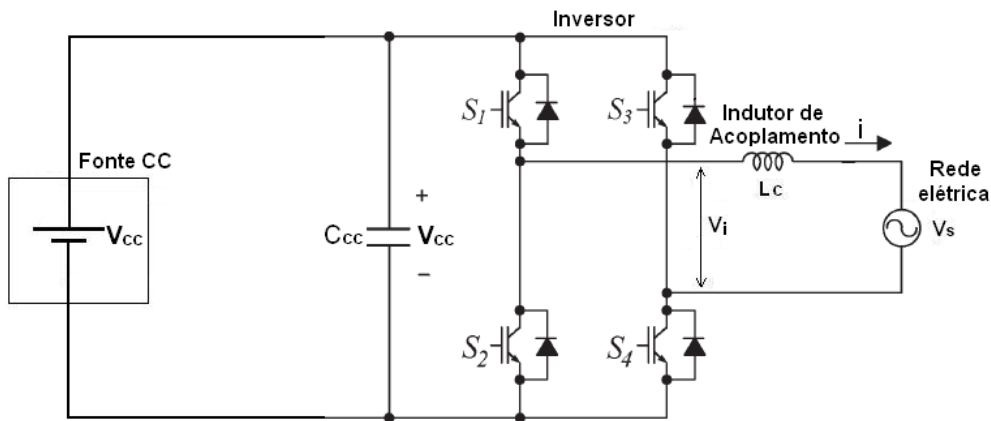


Figura 1 - Inversor monofásico conectado à rede elétrica

Diferentemente das máquinas síncronas, os inversores de potência não possuem um vínculo natural entre potência ativa e ângulo de defasagem entre as tensões do gerador e da rede elétrica, nem da amplitude da tensão de saída e demanda de reativo. Assim, para a conexão de um inversor a uma barra infinita, é necessário que estes vínculos sejam criados pelo sistema de controle a fim de manter uma operação estável.

As potências ativas e reativas no ponto de conexão com a rede elétrica podem ser calculadas através das Eq. (01) e (02) (William, 1982).

$$P = \frac{V_i V_s}{2\pi f L_C} \sin \delta = P_{MAX} \sin \delta \quad (01)$$

$$Q = \frac{V_i^2}{2\pi f L_C} - \frac{V_i V_s}{2\pi f L_C} \cos \delta \quad (02)$$

Onde:

$V_i$  = Tensão nos terminais do inversor (V);

$V_s$  = Tensão da rede elétrica (V);

$L_C$  = Indutância do indutor de acoplamento (H);

$\delta$  = Diferença de fase entre as tensões  $V_i$  e  $V_s$  (graus);

$f$  = Frequência do sistema (Hertz).

Para ocorrer transferência de energia reativa entre o inversor e a rede elétrica tem-se a necessidade de haver uma diferença de amplitude das tensões destes. Caso a tensão ( $V_i$ ) seja maior que a tensão ( $V_s$ ), porém em fase, o inversor

fornece apenas reativos para a rede (modo capacitivo). Por outro lado, se a tensão ( $V_i$ ) for menor que a tensão ( $V_s$ ), ainda em fase, o inversor absorve reativos da rede (modo indutivo).

No caso do inversor possuir um dispositivo de armazenamento ou geração de energia (bateria, célula combustível ou sistema fotovoltaico) do lado CC, ele consegue realizar trocas de potência ativa com a rede elétrica. Esta troca de potência ativa entre o inversor e a rede elétrica pode ser controlada pelo defasamento entre as tensões ( $V_i$ ) e ( $V_s$ ). Deste modo, no caso em que é desejável absorver potência ativa da rede, a tensão na saída do inversor deve estar atrasada e com a mesma magnitude da tensão da rede, definindo o sentido do fluxo de potência ativa como sendo da rede para o inversor.

Além disso, o inversor pode também fornecer potência ativa para a rede, desde que a tensão de saída do inversor seja produzida adiantada e com mesma magnitude da tensão da rede. Estas formas operacionais são possíveis desde que haja um adequado dimensionamento do dispositivo gerador ou armazenador de energia do lado CC. Assim, quando a tensão  $V_i$  se encontra atrasada/adiantada de  $V_s$  (em ângulos inferiores a  $90^\circ$ ) e com a mesma magnitude da tensão, tem-se absorção/geração de potência ativa, respectivamente. A Fig. 2 mostra o diagrama fasorial de operação do inversor sob várias condições de funcionamento.

Todas as funções descritas anteriormente, absorção ou geração de potências ativa e reativa, podem ser controladas independentemente. Portanto, qualquer combinação de potência ativa, geração/absorção, com potência reativa, geração/absorção, é possível. Sendo assim, a potência ativa que o sistema gera em seus terminais CC, através de um sistema de armazenamento ou geração, é suprida através do inversor para a rede. Ao contrário, a potência reativa trocada é proveniente das características internas do inversor, em função das operações de comutações das chaves.

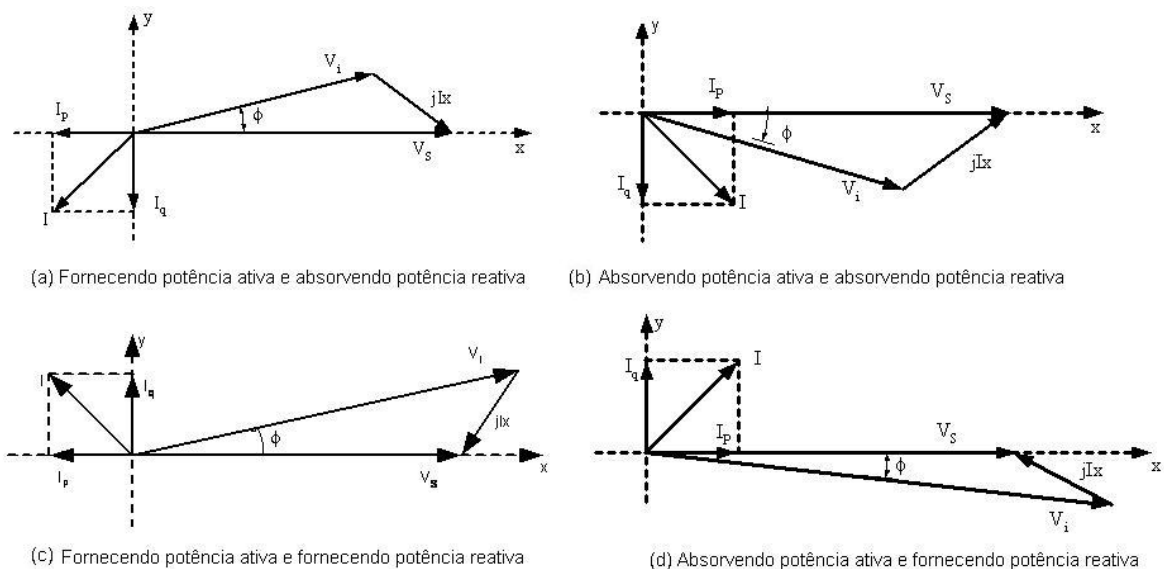


Figura 2 - Diagrama fasorial de operação do inversor

A potência ativa do inversor é determinada pelo valor da potência fornecida pelo sistema PV e pelo rendimento do inversor. Para um determinado valor de potência ativa, a potência reativa fornecida ou absorvida pelo inversor é limitada pela potência aparente nominal, como mostra a Fig. 3.

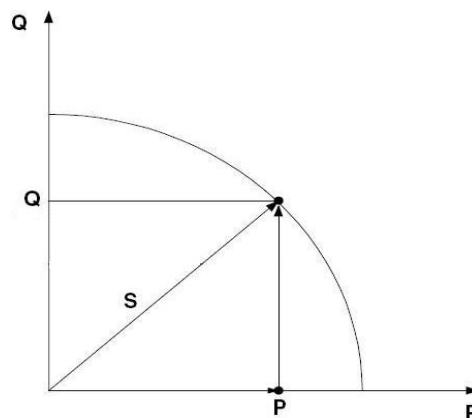


Figura 3 - Modos de operação do inversor

Normalmente, a potência do inversor é determinada pela máxima potência ativa fornecida pelo PV.

### 3. TÉCNICAS DE CONTROLE E CIRCUITO DE POTÊNCIA

A idéia básica do controle é usar o PWM padrão aplicado a um barramento com tensão constante CC, tendo como principal objetivo ajustar o ângulo de potência de acordo com a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico. Isto é feito ajustando o valor da tensão  $V_{CC}$  do capacitor do barramento CC, ao qual o PV está conectado, em um valor fixo. Desse modo, este fornece mais ou menos potência ativa para a rede elétrica de acordo com a variação da energia gerada, a qual sofre alteração com a variação da irradiância. Este sistema tem também por objetivo alterar a magnitude do vetor de tensão nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa da rede, de acordo com a necessidade desta. Assim, quando há pouca ou nenhuma geração de energia pelo PV, no caso do tempo estar nublado ou à noite, aproveita-se a ociosidade do inversor. Esta meta pode ser alcançada alterando-se os fluxos das potências ativa e reativa entre o inversor e a rede elétrica, através das componentes ativa  $I_p$  e reativa  $I_q$  do vetor de corrente  $I$ , respectivamente, como mostra a Fig. 2.

Com relação às Eq. (01) e (02), e de acordo com as análises efetuadas, têm-se as situações da Tab. 1.

Tabela 1. Operação do inversor

| Situação | INVERSOR                    |
|----------|-----------------------------|
| $P > 0$  | fornecendo potência ativa   |
| $P < 0$  | absorvendo potência ativa   |
| $Q > 0$  | fornecendo potência reativa |
| $Q < 0$  | absorvendo potência reativa |

Diante do exposto, como mostra a Fig. 2, constata-se que para se controlar os fluxos das potências ativa e reativa no inversor, deve-se atuar nas componentes  $I_p$  e  $I_q$  da corrente, respectivamente. Tais componentes podem ser alteradas, operando-se apropriadamente o inversor, de modo que nos seus terminais seja entregue uma tensão  $V_i$ , para que  $I_p$  e  $I_q$  se estabeleçam em valores adequados à compensação desejada.

A tensão  $V_i$  é expressa em função do índice de modulação,  $m_a$ , quando o PWM é usado. A Eq. 3 mostra a relação entre  $V_i$  e  $V_{CC}$ .

$$V_i = m_a * V_{CC} \quad (3)$$

O sistema completo composto pelo PV, conversor CC/CC boost, capacitor no lado CC ( $C_{CC}$ ), inversor de ponte completa com controle PWM de frequência de chaveamento  $f_s$ , filtro ( $L_f$  e  $C_f$ ), indutor de acoplamento no lado CA ( $L_{RC}$ ), sensores de tensão e de corrente e controle é mostrado na Fig. 4. As variáveis medidas no circuito do inversor são: tensão CC do capacitor ( $V_{CC}$ ), tensão da rede elétrica ( $V_s$ ) e a corrente do sistema fotovoltaico ( $I_{pv}$ ).

O circuito BOOST é usado para realizar o rastreamento da tensão de máxima potência (MPPT) de saída do conjunto PV. O método para o MPPT utilizado é citado na referência (Hua e Shen, 1998).

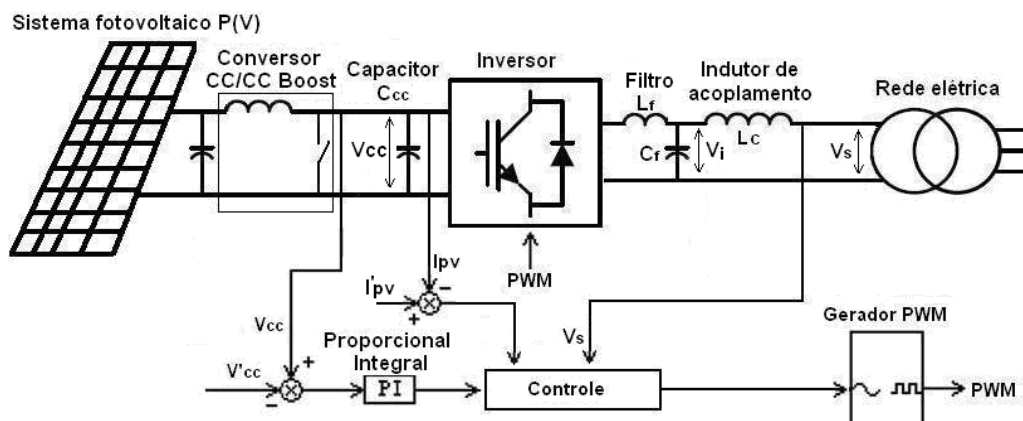


Figura 4 - Sistema de potência e de controle do PV conectado à rede elétrica

O erro medido entre a diferença da tensão  $V_{CC}$  medida no lado CC e a tensão de referência  $V'_{CC}$  é obtido. Um controlador PI é usado para regular este erro, obtendo assim, um sinal. Este sinal é usado pelo controle para ajustar o fornecimento de potência ativa pelo inversor. O sinal de tensão de referência CC deve ser negativo e o sinal da tensão medida positiva. Quando o valor medido CC é maior que o valor de referência CC, o erro é positivo e o inversor produz potência ativa. Quanto maior o erro, maior a potência ativa de saída. Quando o valor medido CC é menor que o valor de referência, o controle faz o inversor diminuir ou interromper o fornecimento de potência ativa.

O controle deve também ajustar a amplitude da tensão de saída do inversor, de modo que esta eleve ou reduza em relação à amplitude da tensão de referência, devido à diminuição de  $I_{pv}$ , que está diretamente ligada à queda da irradiância. O erro entre a referência  $I'_{pv}$  e o valor medido  $I_{pv}$  é obtido. Este erro é usado para controlar a potência reativa de saída do inversor. Coloca-se a referência  $I'_{pv}$  com valor positivo e o valor medido  $I_{pv}$  com negativo. Quando o inversor está suprindo potência ativa nominal, o valor medido  $I_{pv}$  é igual ao valor de referência  $I'_{pv}$ . Neste caso, o valor do erro é zero e o inversor não fornece ou absorve potência reativa. Quando o valor medido de  $I_{pv}$  é menor que  $I'_{pv}$ , o erro é diferente de zero e o inversor fornece potência reativa quando a tensão da rede elétrica  $V_s$  é menor que a tensão nominal efetiva de referência (220V), ou absorve quando é maior que 220V. Quanto maior o erro, maior é o fornecimento ou absorção de potência reativa através do inversor. Assim, de acordo com a necessidade da rede elétrica, o fornecimento ou absorção de potência reativa pelo inversor irá aumentar na medida em que o fornecimento de potência ativa diminuir ou for interrompido, limitada pela potência aparente nominal do inversor, fazendo com que este equipamento não permaneça ocioso.

#### 4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

O software MATLAB foi usado nas simulações para a obtenção dos resultados, sob diferentes condições de geração, de potências ativa, reativa e aparente fornecidas ou absorvidas da rede por meio do inversor. Para fornecer potência ativa à rede elétrica, o inversor modelado é associado com módulos solares fotovoltaicos que atua como uma fonte CC de energia.

Adicionalmente, para o desenvolvimento deste trabalho, o modelo do sistema fotovoltaico usado, apresenta uma tensão CC de referência no capacitor  $C_{cc}$  do inversor ajustada em 390 Vcc na simulação, enquanto que a tensão eficaz nominal de referência da rede é de 220 Vca. As características nominais do sistema fotovoltaico são: 3.250 W, 390 V, para a condição de máxima potência, tendo  $1.000 \text{ W/m}^2$  de irradiância e à  $25^\circ\text{C}$  de temperatura. A potência nominal do inversor é igual à máxima potência adquirida do sistema fotovoltaico (3.250VA). Este sistema é conectado ao secundário de uma rede de distribuição.

A potência reativa do inversor deve ser fornecida para a rede elétrica quando a tensão desta estiver abaixo da tensão nominal de referência (220V). Por outro lado, quando a tensão da rede elétrica ficar acima da referência, ela estará com excesso de reativos, necessitando que este excedente seja absorvido pelo inversor. Assim, o controle deverá ajustar o inversor para fornecer potência reativa para a rede quando esta estiver com a tensão menor que 220 V e absorver potência reativa dela quando esta estiver com tensão maior que 220 V.

Os parâmetros do circuito de potência usados na simulação são mostrados na Tab. 2.

Tabela 2. Parâmetros do circuito de potência

| $f_s$<br>(kHz) | $V_{cc}$<br>(V) | $C_{cc}$<br>( $\mu\text{F}$ ) | $L_f$<br>(mH) | $C_f$<br>( $\mu\text{F}$ ) | $L_c$<br>(mH) |
|----------------|-----------------|-------------------------------|---------------|----------------------------|---------------|
| 18,00          | 390             | 500                           | 0,8           | 60                         | 5             |

Os resultados obtidos para o estado estável de operação são mostrados nas Fig. 5 a 12, as quais são potências ativa, reativa e aparente para as quatro condições de operação (0%, 25%, 75% e 100% de irradiância), onde 100% equivale à  $1.000 \text{ W/m}^2$  de irradiância. Estes gráficos são divididos em duas situações: da Fig. 5 à Fig. 08 a tensão da rede está em um valor abaixo da tensão nominal de referência (220 V), fazendo com que o inversor forneça potência reativa para esta; e da Fig. 9 à 12 a tensão da rede está em um valor acima da tensão nominal de referência (220 V), fazendo com que o inversor absorva potência reativa desta. Estas condições de fornecimento ou absorção de potência reativa para/da rede elétrica devem atuar de forma a respeitar o limite da potência nominal do inversor.

A potência aparente é definida como  $S(\text{VA})$ , a potência ativa como  $P(\text{W})$  e potência reativa como  $Q(\text{Var})$ .

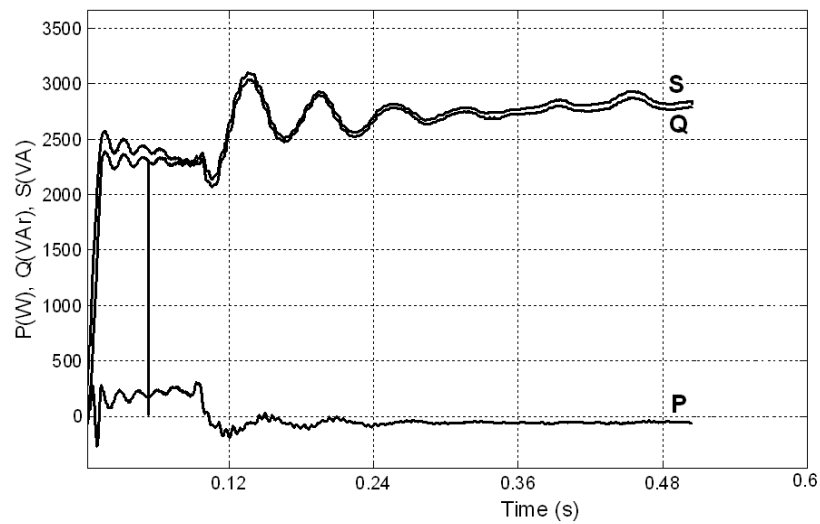


Figura 5 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 0% de geração do sistema PV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)

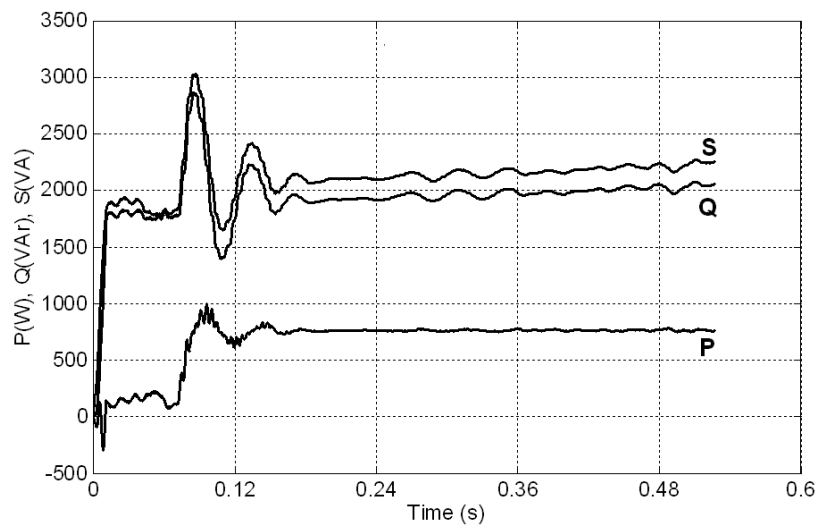


Figura 6 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 25% de geração do sistema PV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)

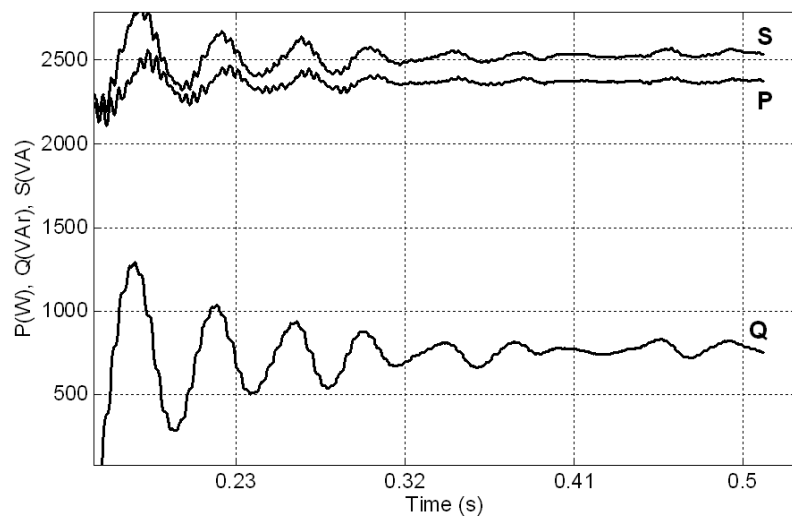


Figura 7 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 75% de geração do sistema PV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)

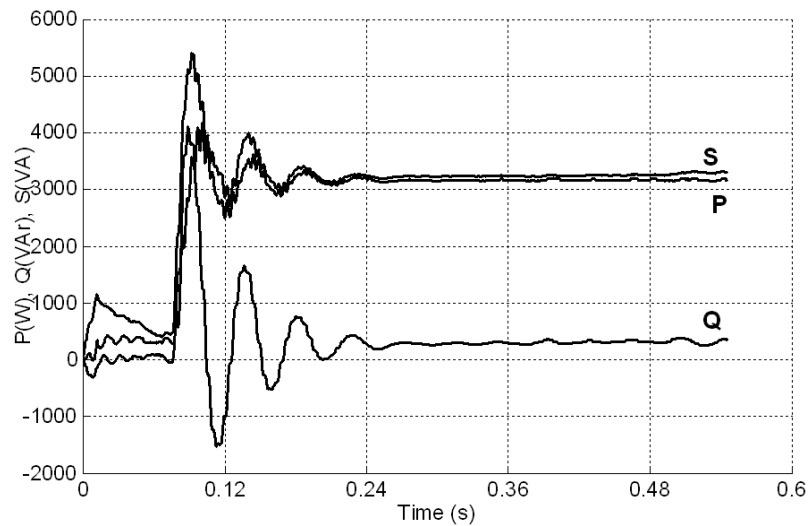


Figura 8 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 100% de geração do sistema PV e tensão da rede abaixo da tensão de referência (220V)

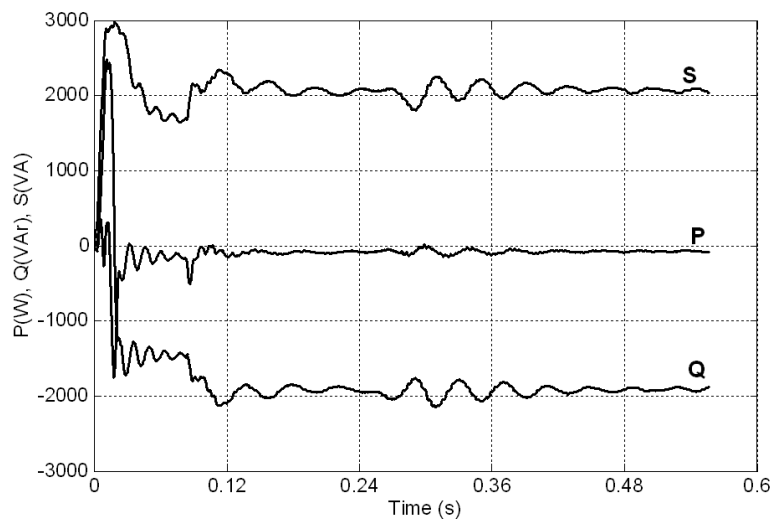


Figura 9 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 0% de geração do sistema PV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)

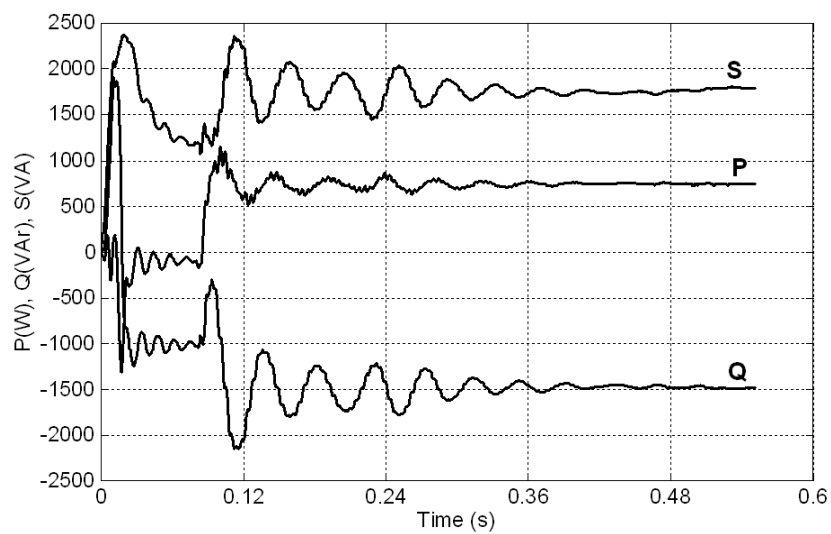


Figura 10 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 25% de geração do sistema PV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)

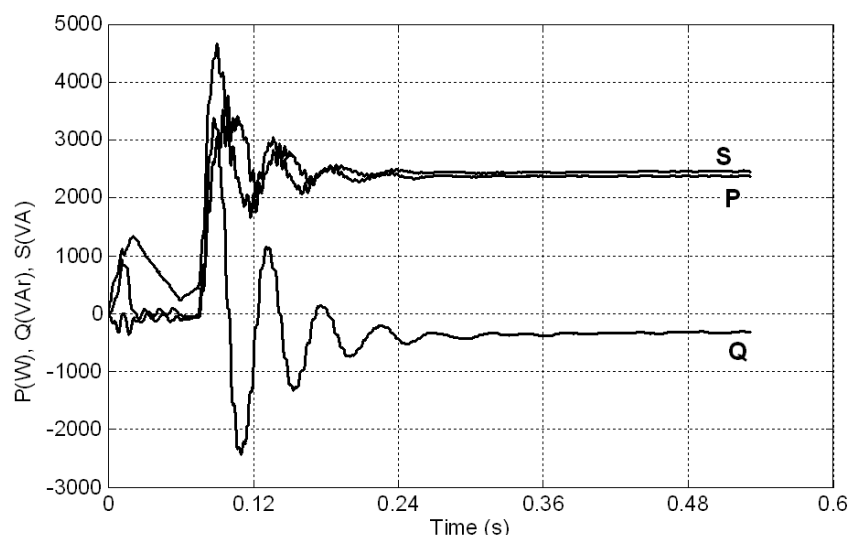


Figura 11 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 75% de geração do sistema PV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)

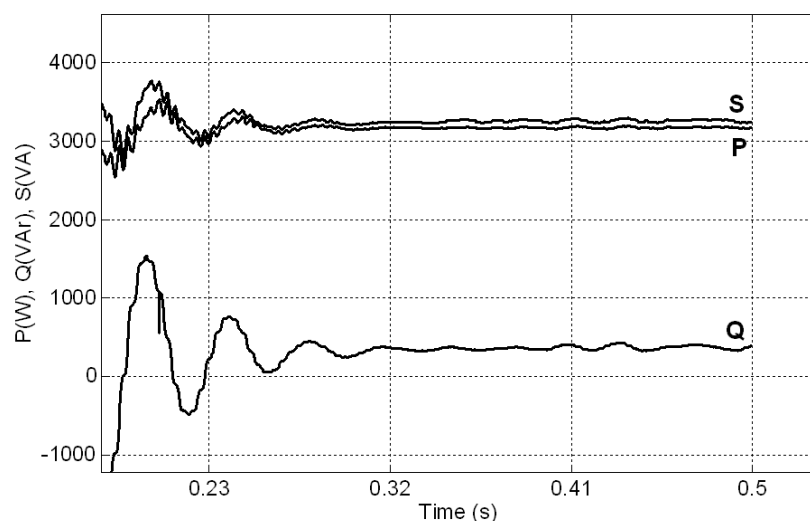


Figura 12 - Potências ativa, reativa e aparente supridas pelo inversor com 100% de geração do sistema PV e tensão da rede acima da tensão de referência (220V)

Conforme observado, as Fig. 5 à 8 mostram os resultados referentes às potências ativa, reativa e aparente supridas do inversor para a rede, levando em consideração os quatro níveis de insolação: Caso 1 - para uma irradiância de 0% (Fig. 5); Caso 2 - para 25% (Fig. 6); Caso 3 - para 75% (Fig. 7); e Caso 4 - para 100% (Fig. 8).

Verifica-se das Fig. 5 a 8, que a potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico para a rede aumentou com o aumento da irradiância e, apresentou um bom desempenho com relação à resposta do controle, pois, se estabilizou após algumas oscilações transitórias.

Quanto à potência reativa, o controle respondeu adequadamente, pois este fez o inversor aumentar o fornecimento de potência reativa na medida em que a potência ativa diminuía devido à redução da irradiância e vice versa. Isto fez com que o sistema não permanecesse ocioso, tendo a vantagem de, nos momentos de pouca geração de potência ativa, fornecer potência reativa.

Com a variação da potência fornecida pelo PV no lado CC, pode ser verificado que a geração da potência ativa prevalece em períodos quando a irradiância está alta. Por outro lado, a geração de potência reativa prevalece quando a irradiância é baixa ou à noite.

Quanto à potência aparente, esta permaneceu com valores próximos da potência nominal do inversor, mesmo com a redução da irradiância para zero, o que ocorre durante a noite. Isto implicou em uma vantagem considerável deste novo modelo de controle de sistemas PV conectados à rede, utilizando inversores VSI ao invés dos CSI usados atualmente.

As Fig. 9 a 12 mostram as potências ativa, reativa e aparente supridas na situação em que a rede elétrica necessita que seja absorvida dela a potência reativa excedente ( $V > 220$  V), para as mesmas quatro condições de irradiância: Caso 1 - para uma irradiância de 0% (Fig. 9); Caso 2 - para 25% (Fig. 10); Caso 3 - para 75% (Fig. 11); e Caso 4 - para 100% (Fig. 12). Porém, para esta situação, os gráficos apresentaram a potência reativa negativa, significando que o inversor a estava absorvendo. Isto demonstra que o controle também respondeu adequadamente às necessidades da rede em relação a este aspecto.



## 5. CONCLUSÕES

Os resultados das simulações mostraram que o controle desenvolvido para ajustar o ângulo de potência e a amplitude da tensão e, conseqüentemente, controlar as potências ativa e reativa fornecida ou absorvida da rede, apresentou um desempenho satisfatório para o sistema fotovoltaico analisado.

Destes resultados verifica-se também que, através do controle do fornecimento ou absorção da potência reativa para a rede, esta irá operar com um melhor fator de potência, e conseqüentemente evitará sobrecargas em transformadores e cabos, redução de perdas, com um suporte de tensão local.

O uso do arranjo proposto para a interface do sistema fotovoltaico com a rede permitiu obter uma melhor razão custo-benefício na implementação deste tipo de geração de energia alternativa, pois, tornou possível operar o sistema fotovoltaico em diversas condições, de forma independente da irradiância, suprimindo ambas as potências ativa e reativa de acordo com a disponibilidade da radiação solar e necessidade da rede elétrica.

Assim, esta capacidade de fornecimento de potência ativa do inversor, isto é, a habilidade de absorver energia do dispositivo de geração ou armazenamento de energia (sistema fotovoltaico, célula a combustível ou bateria) e entregar para a rede, faz dele um bom suporte para o sistema elétrico, podendo ser usado para melhorar a sua eficiência global. Também, em combinação com o controle rápido de potência reativa, este sistema torna-se bastante atraente para melhoria da estabilidade transitória e dinâmica de um sistema elétrico de potência.

## REFERÊNCIAS

- Begović M., A. Pregelj, A. Rohatgi, D. Novosel, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems" Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences – 2001.
- Decker B., Jahn U.; "Performance of 170 Grid Connected PV Plants in Northern Germany – Analysis of Yields and Optimization Potentials". Solar Energy, Vol. 59 pp. 127-133, 1997.
- Erge, T., Hoffmann, V. V., Kiefer K.; "The German Experience With Grid-Connected PV Systems" Solar Energy, vol. 70, nº 6 pp 479-487, 2001.
- Hassaine L., E. Olias, J. Quintero, M. Haddadi; "Digital Power Factor Control and Reactive Power Regulation for Grid-Connected Photovoltaic Inverter" Renewable Energy, 34, pp. 315-321, 2009.
- Hoff T., Shugar D. S., "The Value of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995, pp 569-576.
- Hua, C., Shen, C., "Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system." In: Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE, vol. 1, pp. 86-93.
- Huajun Yu, Junmin Pan, An Xiang "A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid" Solar Energy, vol. 79 pp. 101-106, 2005.
- Mekhilef S., N.A. Rahim; "Implementation of Grid-Connected Photovoltaic System with Power Factor Control and Islanding Detection" 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany, pp. 1409-1412, 2004.
- Salmam K. Salmam, Ibrahim M. Rida; "Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities Electrical Feeders". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 246-251.
- Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lennart Soder; "Distributed generation: a definition" Electric Power Systems Research 57, pp. 195-204, 2001.
- Thomas E. Hoff, Howard J. Wenger, Brian K. Farmer; "Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity" Energy Policy, Vol. 24, nº 2, pp. 137-147, 1996.
- William D. Stevenson Jr., "Elements of Power System Analysis" McGraw-Hill College, fourth edition, march 1982, pp. 220-222.

**Abstract.** The solar photovoltaic system (PV) connected to grid power is characterized as a distributed generation (DG), where the DC voltage produced is converted to AC through an inverter. The majority of contemporary inverters used in DG systems are current source inverters (CSI) operating at unity power factor. If, however, it is adopted voltage source inverters (VSI) instead, both active and reactive power can be generated according to inverter power availability. According to the theory of instantaneous power, the inverter reactive power can be regulated by changing the amplitude of its output voltage. On the other hand, the inverter active power can be adjusted by modifying the phase angle of its output voltage. Based on such theory, both the active power supply and the reactive power compensation (RPC) can be carried out simultaneously. Therefore, when the insolation index is below a reference value, or PV modules are inoperative at night, the RPC feature of PV system can still be used to improve the inverter utilization factor. Some MATLAB simulation results are included here to show the feasibility of the method.

**Key words:** Active power generation, distributed generation, photovoltaic solar system, reactive power compensation.